

Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!

Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

УДК 622.24.084.3

Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. — М.: ОАО "Издательство "Недра", 1998. — 345 с.: ил. — ISBN 5-247-03808-8

Рассмотрены методы и средства контроля параметров процессов бурения нефтяных и газовых скважин. Приведены методы оценки информативности параметров и расчета комплекса параметров, необходимого для определения состояния технологических объектов при бурении скважин в осложненных условиях, а также оценки достоверности результатов контроля. Большое внимание уделено методикам контроля параметров буровых и тампонажных растворов.

Для научных и инженерно-технических работников, занимающихся исследованиями в области бурения нефтяных и газовых скважин; может быть использована студентами и аспирантами соответствующих специальностей нефтяных и политехнических вузов.

Табл. 55, ил. 43, список лит. — 34 назв.

Bulatov A.I., Demikhov V.I., Makarenko P.P. Control over Processes of Drilling Oil and Gas Wells. — М.: "Nedra" Publishing House", 1998.

The methods and means for the control over parameters of drilling processes in oil and gas wells are discussed. Also given are the methods for estimating the information content of parameters and calculating the complex of parameters required to determine the state of technological objects while well drilling in complicated conditions; the estimation of control reliability is presented as well. Attention is given to the methods for the control over parameters of drilling fluids and grouting mortars.

Advisable for scientists and engineers dealing with research in drilling oil and gas wells; can be also useful for students and post-graduates of the corresponding specialties in oil polytechnical higher institutes of learning.

ISBN 5-247-03808-8

© А.И. Булатов, В.И. Демихов,
П.П. Макаренко, 1998
© Оформление. ОАО "Издательство
"Недра", 1998

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	5
Глава 1. Основные задачи контроля параметров процессов бурения скважин.....	7
1.1. Состояние методов и средств контроля параметров бурения скважин.....	7
1.2. Состояние методов и средств контроля параметров буровых растворов.....	14
1.3. Задачи контроля технологических параметров при бурении скважин.....	21
Глава 2. Выбор контролируемых параметров при бурении скважин....	25
2.1. Классификация состояний технологических процессов бурения скважин.....	25
2.2. Оценка значимости технологических параметров по априорным данным.....	29
2.3. Метод оценки значимости технологических параметров по экспериментальным данным.....	34
2.4. Методы статистической оценки состояний процессов бурения скважин и значимости параметров.....	40
2.5. Вероятностно-статистический подход к определению комплекса контролируемых параметров при бурении скважин.....	49
2.6. Критерии оценки систем контроля.....	57
Глава 3. Достоверность результатов контроля параметров.....	72
3.1. Характеристики достоверности результатов контроля.....	72
3.2. Характеристики случайных отклонений технологических параметров бурения скважин.....	76
3.3. Ошибки контроля технологических параметров.....	88
3.4. Методика обоснования допустимых вероятностей ошибок контроля.....	96
3.5. Методика обоснования допустимых погрешностей измерений.....	102
3.6. Методы повышения достоверности результатов контроля процессов бурения скважин.....	114
Глава 4. Погрешности средств измерений.....	121
4.1. Виды погрешностей средств измерений.....	121
4.2. Классы точности средств измерений.....	132
4.3. Методы оценки результатов измерений.....	133
4.4. Правила округления результатов измерений с учетом погрешностей технических средств.....	137
Глава 5. Периодичность контроля параметров бурового раствора.....	139
5.1. Обзор методов обоснования частоты контроля параметров....	139
5.2. Статистические характеристики интервалов времени между отклонениями от допустимых пределов параметров буровых растворов.....	143
5.3. Методика определения периодичности контроля параметров буровых растворов.....	150
Глава 6. Методика контроля процессов бурения скважин.....	157
6.1. Контроль параметров углубления скважин.....	157
6.2. Контроль параметров процесса промывки скважин.....	200
6.3. Контроль параметров буровых растворов.....	214
6.3.1. Определение плотности бурового раствора.....	223
6.3.2. Определение условной вязкости.....	226

6.3.3. Определение реологических показателей свойств	227
6.3.4. Определение водоотдачи.....	235
6.3.5. Определение статического напряжения сдвига в глинистой корке.....	241
6.3.6. Определение концентрации твердых примесей.....	244
6.3.7. Определение показателей стабильности и седиментации	245
6.3.8. Определение концентрации газа	247
6.3.9. Определение концентрации твердой фазы и нефти в буровом растворе.....	249
6.3.10. Определение концентрации коллоидных частиц в буровом растворе.....	256
6.3.11. Определение водородного показателя.....	258
6.3.12. Определение смазочной способности.....	258
6.3.13. Определение стабильности гидрофобных эмульсий.....	261
6.3.14. Определение удельного электрического сопротивления...	261
6.3.15. Анализ фильтрата бурового раствора.....	262
6.3.16. Оценка ингибирующих свойств буровых растворов	275
6.3.17. Методика определения устойчивости пен.....	277
6.3.18. Оценка содержания сероводорода в буровом растворе	278
6.3.19. Определение количества поверхностно-активных веществ в растворе	279
6.3.20. Определение коррозионных свойств.....	280
6.3.21. Сжимаемость корки	281
6.3.22. Тепловые свойства.....	281
6.4. Контроль параметров тампонажного раствора	282
6.4.1. Входной контроль качества материалов.....	282
6.4.2. Контроль при подборе рецептуры тампонажного раствора.....	286
6.4.3. Контроль качества смеси сухих тампонажных материалов	288
6.4.4. Контроль качества жидкости затворения на буровой	288
6.5. Контроль за процессом спуска обсадной колонны	302
6.6. Контроль параметров цементирования скважин	304
Приложения.....	317
Список литературы	342

ВВЕДЕНИЕ

Сложность процессов разрушения горных пород, приготовления, очистки, химической обработки буровых растворов, их физико-химических взаимодействий с породой при промывке скважин, разобщения пластов при креплении, а также нестабильность работы технологического оборудования, неоднородность используемых материалов и химических реагентов обуславливают случайные отклонения технологических параметров при проводке скважин. Параметры же режимов технологических процессов и операций при бурении и используемых буровых растворов в большинстве случаев должны иметь весьма жесткие допуски, т.е. устанавливаться и поддерживаться с необходимой точностью, что диктуется необходимостью увеличения скоростей проходки, снижения аварийности, числа осложнений и др.

Это требует введения в технологический процесс большого числа контрольных операций и уменьшения погрешностей измерений.

Зависимость эффективности технологических процессов бурения скважин от полноты, достоверности и своевременности получения результатов контроля параметров поставила проблему создания новых и совершенствования существующих методов и средств контроля состояния технологических процессов, буровых и тампонажных растворов в число важнейших.

Считается [3, 26], что определяющим показателем прогрессивного развития техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин является уровень контроля технологических параметров.

Значение контроля неуклонно возрастает в связи с увеличением глубин бурения, повышением скоростей проходки и связанным с этим ростом трудностей, существенным повышением ответственности за правильное принятие решения об управлении технологическим процессом.

Значимость проблемы контроля параметров велика еще и потому, что получаемые результаты контроля параметров технологических процессов бурения скважин используются в дальнейшем при проектировании новых скважин и от достоверности используемых данных зависит качество проектных

решений и эффективность буровых работ. Поэтому в нашей стране и за рубежом большое внимание уделяется разработке и внедрению методов и средств контроля параметров бурения скважин, буровых и тампонажных растворов.

Большая заслуга в создании современных средств и методов контроля технологических процессов строительства скважин принадлежит специалистам в области приборостроения и технологии бурения скважин В.С. Баженову, Г.С. Матевосову, В.О. Орлову, Л.Ф. Куликовскому, Г.И. Подловченко, Л.Г. Портеру, В.В. Разуваевскому, О.К. Рогачеву, В.А. Ролику, Т.М. Таджикиеву, В.И. Ушмаеву, В.И. Фролову и др.

При контроле параметров бурения скважин производят их измерение, относят полученные результаты к тому или иному интервалу значений, на которые разбивается вся область определения технологических параметров, и выявляют на основе этой информации состояние объекта, определяющее решение по уравнению.

Число измерений таких параметров, как плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, показатель фильтрации бурового раствора, толщина глинистой корки и др., составит несколько сотен в сутки; практически непрерывно требуется знать технологические параметры углубления скважин — нагрузку на долото, скорость вращения ротора, момент на роторе и др.

Обобщение существующего опыта контроля технологических параметров и оценки ситуаций, его формализация позволяют инженерно-техническому персоналу не только лучше осмыслить происходящие при бурении скважин процессы, но, главное, существенно повысят технико-экономическую эффективность бурения скважин.

Операции контроля относятся к числу трудоемких, поэтому их совершенствование является значительным резервом сокращения времени и общей стоимости строительства скважин.

Однако в отечественной литературе до сих пор не отражено современное состояние технологии контроля параметров бурения скважин.

Цель данной книги — помочь научным и инженерно-техническим работникам, занимающимся анализом информации о состоянии процессов бурения нефтяных и газовых скважин и управления ими, овладеть современными научными методами контроля параметров технологических объектов, позволяющими повысить эффективность буровых работ.

Глава 1

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

1.1. СОСТОЯНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

В результате операций контроля параметров бурения скважин получают сведения о технологических процессах с целью управления ими.

Контроль величины технологического параметра включает его измерение и отнесение к тому или иному из ряда качественно различаемых интервалов, на которые разбивается весь диапазон изменения параметра.

Измерение величины параметра — это определение количества содержащихся в ней единиц измерения.

Развитие технологии бурения скважин сопровождается увеличением количества контролируемых признаков, характеризующих бурение скважин. Это связано с усложнением геолого-технических условий бурения, увеличением его глубин, повышением температур и давлений, ростом ответственности за принятое решение по управлению технологическим процессом, регулированию свойств буровых и тампонажных растворов.

Оценка современного уровня развития технических средств контроля параметров бурения скважин дана на основе результатов анализа научно-технической литературы за период с 1970 по 1991 г.

В нашей стране в 1985—1991 гг. работы по созданию и совершенствованию средств контроля технологических параметров бурения скважин, буровых и тампонажных растворов интенсивно велись в МНПО "Нефтегазавтоматика", Ивано-Франковском ПО "Геофизприбор", Грозненском СПКБ "Нефтегазавтоматика", Краснодарском СПКБ "Промавтоматика", Андижанском СПКБ, Ленинградском СКБ БА.

В МНПО "Нефтегазавтоматика" разработаны комплекс СКУ-Море-2, унифицированные модульные средства контро-

ля параметров технологических процессов бурения, станция контроля и управления процессом цементирования нефтяных и газовых скважин СКЦ 2М-80.

В Ивано-Франковском НПО "Промприбор" проведена работа по модернизации комплекса СКУБ (СКУБ-М1).

В Грозненском СПКП НГПА разработаны датчики усилий, давлений, частоты вращения и температуры для комплекса СКУ-Море-2.

В СКБ БА Мингео СССР проводились работы по созданию сигнализаторов проявлений и поглощений в скважинах, разработана станция геолого-технического контроля параметров бурения.

В АСПКБ разработаны измеритель длины колонны бурильных труб, прибор для определения общего содержания газа в буровом растворе, плотномер и расходомер бурового раствора на выходе из скважины, измеритель уровня бурового раствора в приемной емкости, измеритель крутящего момента на роторе.

В США и странах Западной Европы выпускаются станции Визулогер (фирма "Тотко"), НДТ и СДТ (Бароид), М/Д-3200 (Мартин Деккер), ТДС, АЛС (Геосервис), Адвизор-система (Арадрил Шлюмберже) и др.

Указанные комплексы предназначены для измерения параметров процессов бурения, их индикации на стрелочных и цифровых показывающих приборах или регистрации в аналоговом виде на самописцах, а также контроля отклонения некоторых параметров от заданных значений.

К основным контролируемым параметрам бурения скважин относятся: вес инструмента и нагрузка на долото, крутящий момент на роторе, частота вращения ротора, механическая скорость бурения, давление нагнетания бурового раствора, уровень бурового раствора в емкостях, расход бурового раствора на входе в скважину и выходе из нее, момент на ключе, плотность, температура бурового раствора.

Дополнительные параметры — крутящий момент на механическом ключе, вес материалов в бункерах циркуляционной системы.

Кроме того, зарубежные комплексы контролируют суммарное газосодержание и компонентный состав углеводородов в растворе, глубину скважин, расстояние долото — забой, время бурения и промывки.

Рассмотрим кратко физическую сущность методов измерений указанных параметров.

Усилие на крюке, вращающий момент на роторе, враща-

ющий момент на машинном ключе измеряются с помощью датчиков усилий, представляющих собой либо гидравлический трансформатор давления, преобразующий воздействующее усилие в пропорциональное давление жидкости, либо дифференциально-трансформаторный преобразователь, в котором воздействующие усилия вызывают деформацию мембраны и перемещают плунжер дифференциального трансформатора, изменяя напряжение выходного сигнала, либо трубчатый чувствительный элемент с наклеенными тензосопротивлениями, величина которых изменяется при деформации трубчатого элемента под воздействием приложенных усилий, а следовательно, изменяется напряжение выходного сигнала.

Для контроля положения талевого блока, подачи инструмента используется преобразование: 1) вращения вала лебедки в перемещение с помощью червячной передачи плунжера дифференциального трансформатора и соответственно пропорциональное напряжение выходного сигнала; 2) частоты вращения ролика кронблока в число импульсов, пропорциональное подаче инструмента, с помощью крыльчатки, перекрывающей зубцами пазы в датчике; 3) угла поворота барабана лебедки в изменение фазных напряжений сельсина. Аналогичным образом измеряется частота вращения ротора.

Давление бурового раствора в нагнетательной линии измеряют либо манометром, либо мембраной с кронштейном, которая, прогибаясь при изменении давления, перемещает плунжер дифференциального трансформатора и изменяет выходное напряжение преобразователя.

Для измерения расхода бурового раствора на входе в скважину используется закон электромагнитной индукции. Система магнитного возбуждения создает переменное магнитное поле. В нем по немагнитной изолированной внутри трубке протекает буровой раствор. Индуцируемая в ней э.д.с., пропорциональная средней скорости потока жидкости, измеряется с помощью электродов, введенных внутрь трубки и расположенных в одном ее сечении диаметрально противоположно.

Контроль расхода раствора, закачиваемого в скважину, осуществляется по числу ходов поршня бурового насоса в единицу времени, измеряемых с помощью тахометра.

Расход бурового раствора на выходе из скважины определяется с помощью индикатора потока, состоящего из флажка, находящегося в потоке раствора, и возвратной пружины. Дифтрансформатор преобразует отклонение флажка в пропорциональный сигнал выходного напряжения.

Уровень бурового раствора в приемных емкостях измеряется либо с помощью поплавковых уровнемеров, либо с помощью ультразвуковых уровнемеров, принцип действия которых основан на измерении времени прохождения ультразвуковых колебаний, отраженных от поверхности бурового раствора.

Средства контроля параметров бурения скважин можно разделить по видам измерений на силоизмерительные (вес инструмента, крутящий момент на роторе, крутящий момент на машинном ключе), контроля давления (давления нагнетания бурового раствора), расхода (расход бурового раствора на входе в скважину и выходе из нее), перемещения (подача бурового инструмента, длина колонны, механическая скорость бурения, уровень бурового раствора в приемной емкости) и тахометрические (частота вращения ротора).

Все средства измерений относятся к устройствам непрерывного действия.

Системы контроля параметров бурения скважин за рубежом и в СССР проектировались таким образом, чтобы датчик был прост и надежен, а нормирующий преобразователь находился во вторичной аппаратуре. При этом возникали трудности, связанные с помехозащищенностью линий связи, проверкой датчиков. Поэтому в дальнейшем создавали датчики в виде одного или нескольких блоков.

Следует ожидать, что развитие датчиков будет осуществляться в направлении создания одноблочных конструкций по мере внедрения надежных микроэлектронных схем нормирующих преобразователей.

В отечественной практике для контроля параметров бурения скважин использовались целые приборные комплексы, например, типа ПКБ, СКУБ.

Зарубежные фирмы изготавливают как отдельные датчики и измерительные каналы для контроля технологических параметров бурения скважин, так и системы контроля с микропроцессорной техникой. Крупные приборные комплексы целесообразны при бурении глубоких скважин, когда используются все их потенциальные возможности.

При бурении скважин в районах Западной Сибири, Урало-Поволжья часть таких комплексов не используется. Поэтому для указанных нефтедобывающих регионов необходимы приборные комплексы, состоящие из меньшего числа измерительных каналов.

В качестве показывающих приборов в комплексах, выпускавшихся в СССР, использовались стрелочные приборы. В

аналогичных изделиях зарубежного производства применяются как стрелочные, так и цифровые показывающие приборы.

В качестве регистраторов в комплексах контроля параметров бурения скважин, выпускаемых в нашей стране, используются общепромышленные приборы, которые по форме представления информации не отвечают современным требованиям. Необходимо разработать специальные регистраторы с бесчернильной записью измерений нескольких параметров на одной ленте.

Применение вычислительной техники позволило существенно расширить функциональные возможности комплексов контроля (диагностика, прогнозирование состояний скважин, накопление, хранение информации и др.) [15].

Компьютеризованной станцией контроля и оптимизации бурения является система Visulogger фирмы Totco [6]. Visulogger контролирует в режиме реального времени до 36 параметров процесса бурения и спуско-подъемных операций, выводит собранные данные на видеодисплей и печать. Кроме того, Visulogger осуществляет контроль пересечения технологическими параметрами аварийных границ, задаваемых бурильщиком, и выдает их на видеотерминал в цифровом и аналоговом виде. Эта же фирма выпускает микропроцессорную систему контроля бурения Dritel-Scan III [5], контролирующую 25 технологических параметров процесса бурения. Результаты контроля, в том числе по верхнему и нижнему допустимым пределам, выводятся на видеотерминал и принтер. Разработана система Data-Sentry [5], которая контролирует 35 параметров, сохраняет по каждому параметру 10-часовую историю, визуализирует данные в цифровом и графическом виде на видеотерминале, позволяет документировать данные в реальном времени и по окончании бурения, предупреждает о предаварийной ситуации.

Аналогичные характеристики имеет станция M/D-3200 фирмы Martin-Decker [6].

Многофункциональные компьютеризованные станции геолого-технологического контроля и оптимизации бурения в настоящее время получили широкое распространение. Фирма The Annlysts разработала компьютеризованную систему TCS, контролирующую процесс бурения и позволяющую выполнять гидравлические расчеты, определять параметры ликвидности газового выброса, рассчитывать d -экспоненту, стоимость 1 м бурения, осуществлять контроль наклонно-направленного бурения.

Фирма Gearhart разработала систему получения наземных данных каротажа SDL [7], которая обеспечивает контроль бурения, индикацию и регистрацию получаемых данных. Обработка данных ведется с помощью компьютера и комплекса прикладных программ реального времени. Программное обеспечение выполняет анализ и отображение данных в реальном времени, оптимизацию бурения с контролем стоимости, геологическую оценку пласта с оценкой пластового давления, контроль безопасного ведения буровых работ. Фирма Aradzil Schlumberger разработала компьютеризированную систему контроля бурения The Advisor System [8], которая обрабатывает данные как с поверхностных, так и с забойных датчиков; программное обеспечение осуществляет в реальном времени и в неоперативном режиме обработку данных, контроль бурения, оценку эффективности механического бурения, оценку геологическую и пластового давления, контроль спуско-подъемных операций, траектории скважины, контроль скважины при глушении, гидравлические расчеты.

Фирма Dresser Magcobar разработала и выпускает системы DATA и DIt DATA UNIT. Системы выполняют геологическую оценку пластов, контроль критических изменений во время бурения, оказывают помощь в расчетах по определению пластового давления, гидравлических расчетах, оптимизации работ долот, осуществляют сбор, накопление, регистрацию и индикацию получаемых данных.

Фирма Baroid разработала и выпускает компьютеризированный вариант станции ADT-Computerized ADT [9]. Станция выполняет контроль бурения и имеет пакет прикладных программ по гидравлическим расчетам для бурения и СПО, оценке пласта, расчету пластового давления и гидроразрыва, оптимизации режима бурения, глушению скважины при выбросе. Система обрабатывает показания технологических датчиков и хроматографа. Результаты лабораторного измерения геологических свойств раствора вводятся оператором вручную. Результаты обработки выводятся на видеотерминал и документируются.

Фирма Electronic Construction Servicel выпускает станцию CDT UNIT [10], которая осуществляет контроль бурения, обработку, накопление и регистрацию получаемых с технологических датчиков и хроматографа данных, индикацию результатов на видеотерминале. Программное обеспечение решает следующие задачи: контроль работы долота с расчетом стоимости 1 м бурения, геологическую оценку пласта, расчет пла-

стового давления, гидродинамические расчеты при бурении и СПО, контроль траектории скважин.

Фирмой Geoservice разработана и выпускается станция геолого-технологического контроля бурения ALS [11]. Станция производит измерения, обработку, индикацию, распечатку и аналоговую регистрацию до 120 параметров. На экран видеотерминала одновременно индицируется до 31 параметра, данные документируются в цифровом и графическом виде. Данные по скважине накапливаются системой и доступны для дальнейшей обработки. Программное обеспечение состоит из четырех комплексов: обслуживание бурения (контроль работы долота, выбросов, искривления скважин, гидравлическая оптимизация), контроль АВПД (d -экспонента, σ -каротаж и др.), газовый каротаж (газосодержание, хроматологический анализ и др.) и геология (оценка пласта по данным бурения, керну и т.д.). Этой же фирмой выпускается станция комплексного контроля бурения TDC. Система принимает и обрабатывает информацию с датчиков, контролирующих параметры бурения, бурового раствора и данные газового каротажа; часть данных вводится в систему оператором через клавиатуру. Программное обеспечение TDC позволяет выполнять обработку поступающей информации в режиме реального времени и по мере накопления информации в перерывах между бурением. Результаты обработки выводятся на видеотерминал, устройство печати и графопостроитель. Система контролирует параметры процесса бурения и СПО, анализирует о возникновении осложнений, выполняет расчет гидравлических характеристик, обрабатывает данные газового каротажа, позволяет осуществлять определение зон АВПД, контроль газового выброса, отработки долота по стоимости 1 м бурения и траектории скважины. Имеется пакет для обработки данных скважинного каротажа и пластоиспытаний.

В состав КТС и ВТ компьютеризированной станции обычно входят процессор (центральное вычислительное устройство), ОЗУ (оперативное запоминающее устройство), УСО (устройство связи с объектом), видеотерминал алфавитно-цифровой с клавиатурой, видеотерминал графический, НГМД (накопитель на гибком магнитном диске), НМД (накопитель на магнитной ленте), печатающее устройство (принтер), плоттер.

Вторая важная характеристика станции — число автоматически решаемых функциональных задач и контролируемых выходных параметров. Эти показатели определяют "функциональную мощность" или потребительскую ценность

станции, так как определяют результаты геолого-технологического контроля и управления, выполняемых станцией.

Третьей основной характеристикой станции является число параметров, индицируемых оператору, и автоматически регистрируемых (документируемых) параметров. Эти показатели определяют возможности станции по представлению оперативной информации непосредственно в процессе контроля и управления и для последующей неоперативной интерпретации.

Для большинства станций геолого-технологического контроля число автоматически принимаемых входных сигналов не превышает 32: вес на крюке, перемещение крюка, частота вращения и момент ротора, число двойных ходов насосов и давление нагнетания, уровень и общий объем раствора в емкостях, плотность, температура и электросопротивление раствора на входе и выходе из скважины, общее содержание газа и компонентный состав углеводородов, расход на выходе, давление на штурцере, возможность подключения забойных датчиков (контроль нагрузки на долото, частоты вращения долота, давления, температуры, параметров кривизны скважины) и других специфических измерительных средств.

1.2. СОСТОЯНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

К числу важных и сложных объектов контроля при бурении скважин относится буровой раствор. Эффективность бурения глубоких скважин в сложных условиях и ввод скважин в эксплуатацию с хорошей производительностью зависят от качества бурового раствора, а затраты средств на него стали одной из главных статей расходов при бурении скважин.

Применяются различные по компонентному и долевого составу буровые растворы на водной и нефтяной основе [4]: гуматные, лигносульфонатные, хромлигносульфонатные, полимерные недиспергирующие, ингибирующие (кальциевые, калиевые, обработанные солями трехвалентных металлов, силикатные, гидрофобизирующие, хроммагниевого, хлорнатриевые), соленасыщенные, известково-битумные, эмульсионные и др.

Тип бурового раствора, его компонентный, долевого состав и область применения устанавливаются исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержа-

щихся в них флюидов; пластового и горного давления; забойной температуры.

Классификация основных показателей свойств бурового раствора приведена в работе [4]. Она охватывает свойства: термодинамические и теплофизические (плотность, удельная теплоемкость, коэффициент теплопроводности, термический коэффициент объемного расширения), коллоидно-реологические (условная вязкость, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, эффективная вязкость, статическое напряжение сдвига, коллоидальность твердой фазы, показатель консистенции, касательное напряжение сдвига, показатель седиментации), фильтрационные (показатель фильтрации, толщина фильтрационной корки), электрофизические (удельное электрическое сопротивление, напряжение пробоя эмульсионных буровых растворов, диэлектрические потери, изотермическая деполяризация) и др.

Комплекс контролируемых показателей свойств бурового раствора для различных условий бурения скважин в нашей стране и за рубежом включает плотность, условную вязкость, статическое и динамическое напряжение сдвига, эффективную и пластическую вязкость, водоотдачу, содержание твердой фазы и нефти, водородный показатель, содержание газа, твердых примесей, показатель "напряжение пробоя" бурового раствора на нефтяной основе, концентрацию коллоидных частиц, показатель стабильности и седиментации, содержание ионов кальция, магния, карбонатов, гидрокарбонатов, хлора, сульфатов, калия и др.

Физическая сущность методов измерений показателей свойств буровых растворов: для измерений плотности бурового раствора используются принципы гравитации (т.е. взвешивания определенного объема бурового раствора), гидростатики (т.е. измерения давления бурового раствора постоянной высоты) и закона Архимеда (т.е. измерения выталкивающей силы, равной весу вытесненного бурового раствора); смазочная способность бурового раствора оценивается коэффициентом трения — скольжения и трения качения, а также временем работы до появления заеданий трущихся шариков при заданном контактном напряжении; для косвенной оценки стабильности бурового раствора на нефтяной основе используется напряжение электропробоя слоя раствора, расположенного между электродами, погруженными в раствор; для определения газосодержания бурового раствора используется принцип компрессии, т.е. сжатия при определенном давлении пробы раствора; для определения содержа-

ния ионов кальция, магния, карбонатов, гидрокарбонатов, хлора, сульфатов, калия и др. используются методы химического анализа.

Реологические свойства буровых растворов в отечественной и зарубежной практике определяются ротационными вискозиметрами с коаксиальными цилиндрами, позволяющими измерять напряжения сдвига при различных скоростях сдвига.

В ротационном вискозиметре при вращении внешнего цилиндра, заполненного буровым раствором, внутренний цилиндр также начинает вращаться и вращается до тех пор, пока вращающий момент закручивающейся пружины не создаст усилие сдвига, превышающее прочность на сдвиг в буровом растворе.

Следует отметить, что результаты определения с помощью ротационных вискозиметров реологических показателей растворов относятся к линейным участкам зависимостей напряжения сдвига от скорости сдвига.

Так как буровые растворы описываются нелинейными уравнениями [4, 10], то результаты расчетов по уравнениям ламинарного течения жидкостей при использовании реологических показателей свойств буровых растворов, полученных с помощью ротационных вискозиметров, включают методические погрешности. Для уменьшения этих погрешностей необходимы вискозиметры с большим набором частот вращения.

В буровых растворах размеры глинистых частиц различны и могут образовать структуру при довольно низких концентрациях твердой фазы. После перемешивания бурового раствора происходит медленная переориентация глинистых пластинок в направлении уменьшения свободной поверхности энергии и уравнивания электростатических зарядов на поверхности глинистых частиц. При этом значения статического напряжения сдвига бурового раствора увеличиваются в течение некоторого времени (до 2 ч).

При многократном изменении скорости сдвига изменяется значение эффективной вязкости при одной и той же скорости сдвига. Эти явления характеризуют тиксотропность бурового раствора.

Современные методы и средства определения реологических показателей свойств буровых растворов не позволяют оценивать тиксотропные свойства буровых растворов [3, 4, 10]. Для определения таких свойств необходима регистрация циклического изменения эффективной вязко-

сти бурового раствора при определенных значениях скорости сдвига.

В ротационных вискозиметрах при низких скоростях сдвига наблюдается эффект проскальзывания, поэтому зависимости угла поворота внутреннего цилиндра от скорости сдвига имеют нелинейный участок и значение предельного динамического напряжения сдвига определяется неточно.

При высоких частотах вращения внешнего цилиндра ротационного вискозиметра влияние центробежных сил на буровой раствор увеличивается, что приводит также к искажению результатов измерений при больших скоростях сдвига.

Поведение турбулентного потока бурового раствора описывают с помощью числа Рейнольдса и коэффициента трения [10]. В буровом растворе, текущем в турбулентном режиме, происходит беспорядочное перемещение отдельных частиц с различными скоростями. Это означает, что эффективная вязкость бурового раствора меняется с изменением скорости сдвига.

В ротационных вискозиметрах при измерениях реологических свойств буровых растворов создается ламинарный поток, поэтому получаемые результаты не могут быть использованы для характеристики турбулентных потоков. Для определения потерь давления при турбулентном течении буровых растворов необходимы специальные вискозиметры, обеспечивающие турбулентный режим течения.

При колебаниях температуры изменяются реологические свойства буровых растворов. Температура бурового раствора изменяется циклически. Особенно большие перепады температур наблюдаются при бурении глубоких высокотемпературных скважин.

Для учета воздействия высоких температур и давлений необходимо вносить в результате измерений коррективы, связанные с циклическостью изменения температуры. Следует отметить, что при циркуляции бурового раствора в скважинных условиях изменяются режим течения, скорость сдвига, вращательное движение колонны бурильных труб с поперечными и продольными колебаниями.

Достоверность результатов гидравлических расчетов зависит от степени учета скважинных условий течения буровых растворов и погрешности измерений показателей реологических свойств буровых растворов.

Изучение статической и динамической фильтрации бурового раствора проводилось отечественными и зарубежными исследователями [5, 10].

Объем фильтрата зависит от перепада давления на фильтрующем элементе, его проницаемости, площади, вязкости фильтрата, объема корки и времени. При повышении температуры вследствие понижения вязкости фильтрата и нарушения электрохимического равновесия в буровом растворе и глинистой корке увеличивается объем фильтрации.

При определении водоотдачи бурового раствора в начальный момент наблюдается повышенная фильтрация, обусловленная прохождением мельчайших частиц бурового раствора, которую называют мгновенной. В дальнейшем происходит закупорка пор фильтрата более крупными частицами и стабилизация процесса фильтрации.

При циркуляции бурового раствора рост фильтрационной корки ограничен из-за эрозионного действия потока бурового раствора, поэтому скорость фильтрации увеличивается.

При бурении скважин процессы фильтрации бурового раствора в горные породы протекают в динамических условиях, если происходит циркуляция раствора, и в статических условиях, когда циркуляция раствора отсутствует.

В отечественной и зарубежной практике определение показателей фильтрации бурового раствора в основном осуществляется в статических условиях. Разработаны и используются фильтр-прессы, позволяющие в таких условиях определять показатели фильтрации бурового раствора при нормальных и высоких температурах и давлениях.

Результаты проведенных исследований [4, 5] показали, что динамические фильтрационные свойства различных буровых растворов существенно отличаются от статических из-за различной толщины фильтрационной корки. Поэтому необходима разработка технических средств и методик, позволяющих оценивать динамические фильтрационные свойства буровых растворов.

Результаты определения толщины глинистой корки по существующим методикам и стандартам имеют большой разброс. Для повышения точности измерений толщины глинистой корки необходима разработка технических средств и методики.

Необходимо дальнейшее изучение свойств глинистых корок и разработка методов и средств контроля их проницаемости, напряжений сдвига.

Стабильность бурового раствора — это обобщенный показатель свойств, характеризующий неизменность характеристик во времени и по объему как при хранении, так и в процессе бурения скважин.

Одной из важнейших характеристик гидрофобной эмульсии является способность сохранять в равновесии дисперсную фазу в углеводородной среде.

При приготовлении гидрофобных эмульсий и контроле их качества в процессе бурения важно оценить их агрегативную устойчивость. Классические методы, основанные на измерении времени жизни капель, из-за их длительности не нашли применения в промысловых условиях. В практической работе для высокостабильных эмульсий в бурении за критерий стабильности принимают такие показатели, как скорость фильтрации, состав фильтрата, количество водной фазы, выделившейся после центрифугирования, длительность хранения эмульсии до разрушения. Эти критерии характеризуют эмульсию качественно, но не позволяют оперативно оценить ее стабильность и прогнозировать поведение в скважинных условиях.

Вопрос обеспечения заданных технологических параметров при приготовлении и промышленном использовании гидрофобно-эмульсионных буровых растворов достаточно сложен.

При применении этих растворов возникает необходимость контроля как за стандартными показателями свойств, характеризующими обычные растворы, так и за специфическими, основные из которых — концентрация и степень минерализации диспергированной водной фазы, устойчивость во времени и при воздействии внешних факторов.

Наиболее трудно оценить агрегативную устойчивость гидрофобно-эмульсионных растворов.

В.И. Тонунов, И.Б. Хейфиц и др. предложили ввести в практику оценки качества этих эмульсий показатель "электростабильность", дав ему следующее определение: "Электростабильность — параметр, характеризующий устойчивость обратной эмульсии к фазному обращению и определяемый величиной напряжения на дисковых электродах диаметром 20 мм, расположенных на расстоянии 3–6 мм, при появлении между ними тока утечки в 0,8–1 мА. Скорость повышения напряжения на электродах при этом должна быть в пределах 20 В/с". По их мнению, это напряжение характеризует прочность структурно-механического барьера на границе двух фаз. Однако, как отмечено Л.К. Мухиным и А.Г. Розенгафтом, напряжение, соответствующее определенному току утечки (0,8–1 мА), не может быть принято в качестве показателя электростабильности системы из-за того, что величина тока утечки ничем не обоснована.

Коалесценция глобул под действием электрического поля возможна только в том случае, когда сила взаимодействия между ними превышает электрическую прочность межфазного слоя. Это может наблюдаться при критической напряженности электрического поля для данного раствора, т.е. когда наступит электрический пробой.

Однако напряжение при токе до 1 мА относится к промежуточному (до разрушения) состоянию эмульсии.

По нашему мнению, необходимо рассматривать процесс разрушения слоя бурового раствора между электродами с энергетической точки зрения, т.е. определять не напряжение пробоя, а энергию разрушения слоя бурового раствора между электродами.

В последнее время И.В. Шаламовым показана применимость электрофизических методов к исследованию процессов структурообразования и стабилизации полимерсодержащих буровых растворов. Для описания их свойств предложено использовать результаты электрофизических измерений тангенса угла диэлектрических потерь, изотермической деполяризации и электропроводности. И.В. Шаламовым разработаны методика и технические средства комплексных электрофизических исследований буровых растворов с малым содержанием твердой фазы.

Ряд показателей свойств бурового раствора проявляется только при взаимодействии раствора с окружающей средой в скважинах. Так, окислительно-восстановительные процессы характеризуют электронный обмен между окружающей средой, буровыми и тампонажными растворами и являются мерой их химической активности.

Поэтому подобные характеристики необходимо контролировать в скважинных условиях либо в условиях, близких к ним.

В работе [10] отмечается, что величина показателя фильтрации пресных и соленасыщенных суспензий бентонита, стабилизированных полимерами, линейно зависит от свободной энергии взаимодействия функциональных групп полимера с водой.

В экспериментальных точках изменения вязкости и водоотдачи достаточно резко возрастает поверхностное натяжение, что свидетельствует, с одной стороны, об изменении конформации молекул, а с другой — о стабилизации ее за счет взаимодействия функциональных групп. Исследования коллоидно-химических свойств различных ПАВ показывают, что решающее влияние на свойства растворов оказывают

значения критических концентраций мицеллообразования (ККМ) и поверхностной активности. Эти величины определяются точными методами физико-химического анализа: по изотермам поверхностного натяжения, электропроводности, с помощью вискозиметрических изменений.

Следует отметить, что системы буровых растворов относятся к числу сложных и их характеристики далеко не исчерпываются теми, которые рассмотрены. Кроме того, под воздействием различных факторов окружающей среды (температуры, состава окружающих пород и др.) они изменяются во времени.

Поэтому целесообразно дальнейшее изучение показателей свойств буровых растворов и совершенствование методов и технических средств их контроля.

1.3. ЗАДАЧИ КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

С целью получения информации для управления процессами бурения скважин необходима правильная организация контрольно-измерительных работ. Суть ее заключается в определении задач и видов контроля в зависимости от различных геологических условий и возникающих ситуаций, выборе перечня контролируемых параметров, точности и периодичности их измерения, определении методов обработки результатов контроля.

Основы существующей организации контрольно-измерительных работ базируются на "Единых технических правилах ведения работ при бурении скважин", которые были разработаны на основании имевшегося к тому времени опыта бурения и не учитывают современных достижений в области контроля процессов бурения. В связи с этим возникает необходимость пересмотра организации контрольно-измерительных работ.

Объектом контроля (ОК) в процессе бурения скважин являются технологическое оборудование, применяемые материалы, скважина и технологические процессы.

Понятие "контроль" включает совокупность специальных методов и аппаратуры контроля, в целом называемых средствами контроля.

К основным задачам контроля в процессе бурения скважин относятся:

- оценка работоспособности ОК;

- установление соответствия параметров ОК заданным проектным значениям;
- оценка состояния ОК;
- обнаружение отклонений параметров ОК от проектных в процессе его функционирования;
- выявление причин возникших отклонений;
- анализ ситуаций, возможных при наличии отклонений параметров ОК;
- прогнозирование состояния ОК на период времени Δt ;
- получение информации для адаптации проектов.

Для правильной организации контрольно-измерительных работ необходимо решить три основные задачи: что контролировать (определение перечня контролируемых параметров), как контролировать (определение периодичности, точности, аппаратуры контроля), как оценивать результат контроля (определение методов обработки результатов контроля). Рассмотрим способы решения задач по каждому виду контроля.

При установлении работоспособности ОК визуальным контролем производят проверку его на функционирование, т.е. проверяют правильность работы без оценки точности. Целью такой проверки является обнаружение явных неисправностей бурового оборудования. Перечень параметров по данному виду контроля определяется техническими характеристиками оборудования, выбранного на стадии проектирования процесса бурения скважин.

Задача контроля соответствия параметров ОК заданным проектным значениям — обнаружение отклонений входных параметров материалов, бурового раствора и работы оборудования от проектных значений. Данный вид контроля предусматривает локальную проверку работы оборудования, бурения скважин в процессе приготовления, обработки и закачки исходного объема бурового раствора и параметров бурового раствора на входе в скважину и в запасных емкостях.

Перечень контролируемых параметров устанавливается на стадии составления проекта на бурение скважины в зависимости от геолого-технических условий и выбранного типа бурового раствора.

Перечень параметров локального контроля процессов приготовления, обработки и закачки бурового раствора определяется режимными параметрами выбранного оборудования и технологическими параметрами данных процессов на стадии проектирования этих процессов.

Задачей контроля отклонений параметров ОК в процессе его функционирования является обнаружение отклонений выходных параметров процессов бурения скважин, бурового раствора от проектных значений и локальный контроль работы оборудования в процессе очистки и обработки циркулирующего бурового раствора.

Перечень контролируемых параметров в данном случае совпадает с перечнем проектных параметров, а перечень параметров локального контроля процессов очистки и обработки циркулирующего бурового раствора определяется технологическими параметрами данных процессов и режимными параметрами выбранного на стадии проектирования оборудования.

Задачей контроля, осуществляемого при возникновении отклонений, является установление их возможных причин: 1) недостоверность исходной геолого-геофизической информации; 2) неточность математических моделей, применяемых при проектировании процесса промывки; 3) неправомерность использования математических моделей вследствие ошибки в исходных данных.

Перечень параметров этого вида контроля определяется исходными данными для проектирования процессов строительства скважин, которые уточняются в процессе бурения данной скважины.

Задачей контроля состояний ОК при наличии отклонений параметров является получение вектора состояния ОК с целью определения вероятности возникновения одной из следующих ситуаций: нормальные условия проводки, поглощения, обвалы, сужения, нефтегазопроявления, водопроявления, желобообразования, прихват инструмента.

Перечень параметров данного вида контроля определяется путем выбора наиболее информативных параметров, характеризующих возможность установления указанных выше ситуаций. Выбор параметров производится путем сравнительной оценки их информативности, определяемой математико-статистическими методами.

Прогнозирование состояния ОК на определенный период времени дает прогнозный вектор состояния ОК и вероятности возникновения указанных выше осложненных ситуаций через определенный промежуток времени. Перечень параметров данного вида контроля совпадает с перечнем предыдущего вида контроля. Выбор параметров производят сравнительной оценкой их информативности, определяемой математико-статистическими методами.

Решение второй задачи — как контролировать — предусматривает разработку методов определения периодичности и точности по каждому виду контроля, создание аппаратуры контроля, удовлетворяющей заданной точности, и разработку схемы контроля, предусматривающей необходимость перехода от одного вида контроля к другому.

Решение третьей задачи — как оценивать результат контроля — предусматривает разработку методов оценки значений измеренных параметров и выдачу рекомендаций или сигналов для принятия соответствующих управляющих воздействий.

Глава 2

ВЫБОР

КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

2.1. КЛАССИФИКАЦИЯ СОСТОЯНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Совокупность скважины, технологического оборудования, применяемых материалов и технологического процесса составляет объект управления при бурении скважин. Оборудование состоит из буровой установки, включающей комплекс таких технологически связанных машин и механизмов, как ротор, лебедка, талевая система, вертлюг, насосы, очистные устройства, бурильные трубы, турбобуры, долота, вышка, вспомогательные агрегаты и т.д. В составе технических средств бурения можно выделить ряд систем, имеющих самостоятельное значение, например, циркуляционную систему, систему углубления скважины, систему цементирования и др., предназначенных соответственно для приготовления и подачи в скважину бурового раствора, регулирования его свойств, разрушения пород, приготовления тампонажного раствора, закачивания его в скважину и т.д.

При бурении применяются следующие материалы: глинистое сырье; утяжелители; химические реагенты для приготовления буровых растворов, с помощью которых осуществляется вынос выбуренной породы и перенос энергии от насоса к забойному двигателю-турбобуру, предотвращается проникновение в ствол скважины флюидов из пластов, частицы выбуренной породы и утяжелителя удерживаются во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции, сохраняется устойчивость стенок скважины, уменьшается их проницаемость вне зон продуктивных горизонтов, буровое оборудование предохраняется от коррозии и др.; буферные жидкости, предназначенные для очистки стенок скважин перед цементированием, что позволяет повысить его качество; тампонажные растворы, служащие для заполнения пространства

между стенками скважины и обсадными трубами, изоляции пластов и др.

Успех бурения зависит от работоспособности технологического оборудования, свойств буровых и тампонажных растворов, режимов углубления и промывки, устойчивости стенок скважины и т.д.

Состояние — это свойство технологического объекта управления, зависящее от воздействующих факторов и определяемое совокупностью признаков (параметров). Оценка состояний технологического объекта — одна из главных задач при принятии решений по управлению. От того, в каком из множества возможных состояний находится объект, каковы внешние воздействующие факторы, зависит принятие решения по виду и мощности управляющих воздействий на него.

В процессе контроля технологических процессов требуется по заданному набору значений признаков выяснить при определенных предположениях относительно процесса, в каком состоянии он находится. Задача прогнозирования состоит в указании состояния процесса в момент $t + \Delta t$, если известны фрагменты траекторий изменений состояния объекта в моменты, предшествующие моменту t .

К настоящему моменту накоплен большой опыт решения задач определения состояний процессов. Решение их тесно связано с задачей выбора системы признаков, достаточно полно описывающих технологический процесс. Например, чтобы установить, работает или не работает оборудование для приготовления бурового раствора, следует его включить, а для определения соответствия его режимных параметров заданным (давление на выходе эжекторного смесителя, расход воды, барита и химреагентов, плотность, вязкость получаемых суспензий и др.) необходимо произвести ряд измерений. Для выявления причин нарушения работоспособности оборудования требуется целый комплекс экспериментальных исследований.

Там, где оценка состояний изучаемого объекта может быть проведена визуально либо по одному-двум параметрам, операции сводятся к измерению этих параметров и сравнению их значений с заданными. Некоторая неопределенность оценок объясняется в основном погрешностью измерений.

Подобная ситуация может наблюдаться при программном бурении неглубоких скважин, скважин в районах с хорошо изученными геологическими разрезами, отработанной технологией бурения и др. Однако и в этих случаях при отклонении значений параметров от заданных проектом строитель-

ства скважины для оценки состояния технологического объекта управления возникает необходимость в дополнительной информации.

Задача оценки состояний еще более усложняется при рассмотрении совокупности технологического оборудования, материалов и процессов бурения глубоких и сверхглубоких скважин в осложненных условиях. Решить ее можно путем декомпозиции изучаемой совокупности, входящей в технологический объект управления, с последующим анализом и синтезом составляющих изучаемой совокупности.

Последовательность оценки состояния технологического объекта управления следующая.

Возможные состояния разделяют на классы.

Предполагается, что объект может находиться в конечном множестве состояний, которое можно разделить в частном случае на два подмножества: N_1 и N_2 . Возможные N состояний объекта управления (оборудования, бурового раствора и др.) характеризуются параметрами, значения которых находятся в пределах допусков (подмножество состояний N_1) или вне зоны допустимых предельных значений (подмножество N_2).

Подмножество N_1 включает все состояния, которые позволяют объекту выполнить возложенные на него функции. Каждое из состояний в этом подмножестве различается степенью или запасом работоспособности. Подмножество N_2 объединяет состояния, характеризующиеся значениями параметров, превышающими допустимые (номинальные), включая предаварийные и аварийные.

Каждое из указанных состояний в сложных объектах может быть разбито на ряд более мелких групп. Существует и переходная зона. Переход объекта из одного состояния в другое осуществляется под воздействием различных факторов.

Разбивка множества состояний N на основании общего признака или группы признаков на подмножества (классы) является результатом логико-математического исследовательского процесса. Упорядоченное расположение классифицируемых элементов на основе установленных связей и зависимостей между их признаками представляет собой классификационную систему. Распределение производят таким образом, чтобы в системе каждый класс занимал определенное место относительно других классов. Признак или группа признаков, на основе которых осуществляют деление, называют основанием деления. В качестве такого основания используют при-

знаки, определяемые из содержания задач управления в результате аналитических или экспериментальных (статистических) исследований.

При аналитическом исследовании изучаемого объекта контроля и управления составляют дифференциальные уравнения, которые исследуют исходя из соответствующих начальных и граничных условий, и дают характеристики возможных состояний управляемого объекта.

Суть статистической классификации состоит в установлении по эмпирическим данным того, насколько параметры, характеризующие состояние объекта, группируются или распадаются на изолированные скопления. При этом должны быть решены две основные задачи: декомпозиция возможных состояний на отдельные, характеризующиеся набором признаков, и определение комплекса наиболее информативных признаков, оценивающих то или иное состояние объекта.

Основная трудность состоит в установлении того, что понимать под классом или группой, т.е. совокупностью параметров. Все способы декомпозиции состояний объектов основаны на понятиях близости или расстояния. Необходимо найти разность между параметрами, характеризующими соседние состояния объекта, и критерий оценки близости этих состояний. В качестве меры близости могут быть использованы такие характеристики, как Евклидово расстояние, угловое расстояние между векторами, мера Тапимото, расстояние Махаланобиса и др. В общем случае при декомпозиции множества возможных состояний технологического объекта управления на отдельные следует тщательно изучить их особенности и сформулировать принцип классификации с учетом возможных воздействий на объект.

При бурении скважин большую сложность представляет априорная классификация состояний технологических объектов при авариях и осложнениях, которые характеризуются значениями параметров, превышающими допустимые, а также апостериорное описание каждого состояния.

Обобщение опыта показывает [3, 31], что бурящаяся скважина может иметь в этом случае следующие состояния: поглощение, обвал, сужение ствола, нефтегазопроявление, желобообразование, водопроявление, оставление долота или шарошки, слом утяжеленной буровой, ведущей или бурильной трубы, переводника, долота, срыв резьбы, отвертывание ниппеля, прихват или заклинивание инструмента, порыв или смятие колонны, нефтяной или газовый фонтаны.

Каждое из указанных состояний может быть детализировано в зависимости от причин и последующего выбора управляющих воздействий. Например, прихваты бурового инструмента подразделяются на три типа: прихват под действием перепада давления, заклинивание колонны труб при движении в скважине, прихват вследствие сужения сечения ствола скважины.

Каждое из рассмотренных состояний или некоторые их совокупности могут быть охарактеризованы значениями некоторого комплекса технологических параметров.

Научное обоснование необходимости и достаточности состава комплекса параметров, подлежащих контролю, представляет важную задачу, для решения которой необходимо исследовать информативность всей совокупности параметров, характеризующих технологический объект управления с учетом его вида и состава.

2.2. ОЦЕНКА ЗНАЧИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПО АПРИОРНЫМ ДАННЫМ

Одной из основных задач при контроле технологических процессов бурения скважин является определение комплекса контролируемых параметров.

Решение этой проблемы имеет большое технико-экономическое значение. С одной стороны, недостаток числа измеряемых параметров приводит к информационному дефициту и невозможности оценить состояние технологических процессов при бурении скважин, а следовательно, определить направление и интенсивность управляющих воздействий. Это приводит либо к перерасходу материалов и химических реагентов при регулировании свойств буровых растворов, долот и др., либо к осложнениям и авариям, т.е. к большим технико-экономическим потерям.

С другой стороны, избыточные, малоинформативные параметры практически не используются при оценке состояний технологических процессов при бурении скважин и, следовательно, затраты на их измерения и расчеты не оправданы.

Это ключевая проблема контроля и управления технологическими процессами бурения нефтяных и газовых скважин. От ее решения зависит не только эффективность технологических процессов при бурении конкретных скважин, но и качество разрабатываемых проектов на строительство после-

дующих скважин, так как информационной базой для проектирования скважин служит измерительная технологическая информация, полученная при бурении всех скважин в конкретном регионе.

Решение проблемы выбора контролируемых комплексов параметров определяет задания приборостроителям: для контроля каких параметров необходимо разрабатывать и выпускать измерительные средства, какие из контрольно-измерительных приборов включать в информационно-измерительные системы и т.д.

В большинстве работ по контролю и управлению [33, 34] подчеркивается важность и сложность решения проблемы определения комплекса контролируемых параметров технологических объектов управления. Например, К. Фукунага утверждал: "Выбор параметров — ключевая проблема в распознавании образов" [32]. В.Д. Кудрицкий, М.А. Минаца, П.И. Чинаев, рассматривая принципы контроля, отмечали, что определение перечня параметров, в принципе оказывающих влияние на показатель качества, является одним из наиболее сложных и в наименьшей степени поддающихся формализации этапов анализа технологического объекта. При решении этой задачи всегда требуется индивидуальный подход к рассмотрению каждого объекта, что затрудняет создание каких-либо общих методов ее решения. Как правило, определение полного набора параметров представляет собой сложную инженерную задачу, решение которой основано на тщательном изучении структурной схемы, функциональных связей и особенностей объекта. Обычно формирование такого набора производится чисто качественно. Поэтому оно должно выполняться высококвалифицированными специалистами, опыт которых обеспечивает наиболее правильное решение задачи.

Таким образом, во многих задачах, посвященных решению проблемы контроля и оценки состояний технологических объектов управления, отмечается, что задачи формирования комплекса контролируемых параметров относятся к числу сложных и во многих случаях решаются чисто качественно, на основании экспертных оценок.

Поэтому при выборе контролируемых параметров необходимо выявлять их значимость при оценке состояний технологических процессов. Задача оценки значимости технологических параметров, подлежащих контролю при бурении скважин, относится к числу сложных, поэтому на первом этапе ее решения необходимо использовать накопленный

специалистами в области технологии бурения скважин опыт ранжирования, т.е. упорядочения параметров по степени их значимости.

Авторами проведены сбор и обработка информации о составе и значимости (рангах) параметров, подлежащих контролю при бурении скважин в различных нефтедобывающих регионах.

В состав комплекса параметров, подлежащих контролю при бурении глубоких скважин, например, в южных нефтегазодобывающих регионах страны, включены: нагрузка на крюк (1), давление нагнетания бурового раствора (2), подача бурового инструмента (3), расход бурового раствора на входе в скважину (4), расход бурового раствора на выходе из скважины (5), крутящий момент на механическом ключе (6), частота вращения ротора (7), крутящий момент на роторе (8), плотность бурового раствора (9), длина колонны (10), уровень бурового раствора в приемной емкости (11), газосодержание бурового раствора (12). Для проверки согласованности ранжировки параметров вычисляется статистика Фридмана (ГОСТ 12554.2–81)

$$x^2 = \frac{12}{mn(n+1)} \sum_{j=1}^n \left(\sum_{i=1}^m R_{ij} \right) - 3m(n+1), \quad (2.1)$$

а также значение F_n по формуле

$$F_n = \frac{(m-1)x_n^2}{m(n-1) - x_n^2} \quad (2.2)$$

где m — число экспертов; n — число ранжируемых параметров; j — номер параметра; i — номер эксперта; R_{ij} — ранг j -го параметра, присваиваемый ему i -м экспертом.

Согласно указанному ГОСТу при $n \geq 8$ и $7 \leq m \leq 12$ вычисляются значения:

$$\begin{aligned} \bar{R}_j &= \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m R_{ij}; \\ V_j &= \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (R_{ij} - \bar{R}_j)^2; \\ L &= (m-1) \sum_{j=1}^n V_j; \\ \hat{f} &= \frac{L}{(m-1) \sum_{j=1}^n V_j^2} - (m-1). \end{aligned} \quad (2.3)$$

Результаты вычислений показали, что $F_n \geq F_a[n-1, \hat{f}]$. Поэтому к наиболее значимым параметрам, подлежащим контролю при бурении глубоких нефтяных и газовых скважин в упомянутых производственных объединениях, отнесены: нагрузка на крюк (1), давление нагнетания бурового раствора (2), подача бурового инструмента (3), расход бурового раствора на входе в скважину (4), расход бурового раствора на выходе из скважины (5), крутящий момент на механическом ключе (6), плотность бурового раствора (7), уровень бурового раствора в приемной емкости (8), частота вращения ротора (9), крутящий момент на роторе (10), длина колонны (11), газосодержание бурового раствора (12).

Результаты сбора и обработки данных о составе и ранжировании контролируемых параметров при бурении скважин в объединении "Нижневартовскнефтегаз" Главтюменнефтегаза позволили включить в состав контролируемого комплекса нагрузку на крюк (1), давление нагнетания бурового раствора (2), расход бурового раствора на входе в скважину (3), расход бурового раствора на выходе из скважины (4), подачу бурового инструмента (5), момент на ключе (6), уровень бурового раствора в приемной емкости (7), плотность бурового раствора (8).

По результатам обработки данных о составе и значимости технологических параметров бурения скважин, рекомендуемых для контроля на месторождениях Татарстана в комплексе, включены нагрузка на крюк (1), давление нагнетания бурового раствора (2), подача бурового инструмента (3), момент на ключе (4), дифференциальный расход бурового раствора (5).

В зависимости от глубины бурения нефтяных и газовых скважин и применяемых буровых установок в ГОСТ 14169—79 "Системы наземного контроля бурения нефтяных и газовых скважин" (типы и основные параметры, общие технические требования) к базовым комплексам контролируемых параметров отнесены:

для буровых установок с условной глубиной бурения 8000 и 10 000 м — нагрузка на крюк, давление нагнетания бурового раствора, подача бурового инструмента, расход бурового раствора в нагнетательной линии, частота вращения ротора, крутящий момент на роторе, уровень раствора в приемных емкостях, плотность бурового раствора, температура бурового раствора, изменение расхода выходящего бурового раствора;

для буровых установок с условной глубиной бурения от

2500 до 3000 м и от 4000 до 6500 м — нагрузка на крюк, давление нагнетания бурового раствора, подача бурового инструмента, расход бурового раствора в нагнетательной линии, частота вращения ротора, крутящий момент на роторе;

для буровых установок с условной глубиной бурения до 2000 м — нагрузка на крюк, давление нагнетания бурового раствора, подача бурового инструмента.

Сравнение полученных данных экспертных оценок состава и значимости технологических параметров, рекомендуемых для контроля при бурении скважин, и состава комплексов контролируемых параметров, указанных в ГОСТ 14169—79, показало, что при бурении глубоких скважин целесообразно расширить комплекс контролируемых параметров, указанных в ГОСТе, включив в него контроль газосодержания бурового раствора, измерение длины колонн труб, измерение расхода бурового раствора на выходе из скважины; при бурении нефтяных и газовых скважин в нефтедобывающем регионе Западной Сибири рекомендуется дополнить комплекс контролируемых параметров значениями расхода бурового раствора на выходе из скважины, уровня бурового раствора в приемной емкости, плотности бурового раствора; при бурении скважин в нефтедобывающем регионе Среднего Поволжья рекомендуется в комплекс контролируемых параметров, указанный в ГОСТе, дополнительно включить контроль момента на ключе, дифференциальный расход бурового раствора.

К контролируемым показателям свойств бурового раствора на бурящейся скважине отнесены: плотность (1), условная вязкость (2), статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин после перемешивания (3), водоотдача (4), содержание водородных ионов (5), концентрация твердой фазы (6), газосодержание (7), для бурового раствора на нефтяной основе — стабильность (8).

При контроле буровых растворов в лаборатории к контролируемым, кроме указанных, отнесены реологические показатели свойств и водоотдача при повышенных температурах и давлениях, содержание твердой фазы, коллоидной составляющей, содержание в фильтрате ионов кальция, магния, карбонатов, гидрокарбонатов, хлора, сульфатов, калия и др.

Контролируемые в лаборатории показатели свойств тампонажного раствора включают плотность, растекаемость, водоотдачу, сроки схватывания, время загустевания, предел

прочности цементного камня, объемные изменения тампонажных материалов.

К контролируемым параметрам в процессе цементирования скважин отнесены плотность тампонажного раствора, давление, расход, объем.

Следует отметить, что применение эвристического метода для определения значимости и перечня контролируемых параметров позволяет избежать грубых ошибок, так как он основывается на опыте высококвалифицированных специалистов отрасли, однако получаемые данные субъективны.

2.3. МЕТОД ОЦЕНКИ ЗНАЧИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ ДАННЫМ

Объективные данные о значимости параметров технологического объекта управления получают в результате проведения специально спланированных экспериментов [31]. Сущность этого метода определения контролируемых параметров заключается в следующем.

Состояние исследуемого технологического объекта оценивают по результатам анализа его реакции на различные воздействия, под которыми понимают изменение параметров внешней среды и воздействующих факторов. Поэтому при выборе технологических параметров для контроля необходимо располагать моделью объекта контроля, которая устанавливала бы взаимосвязь между состоянием проверяемых технологических объектов при бурении скважин и соответствующими их реакциями. Эта модель — аналог реального объекта — должна учитывать наиболее существенные факторы, воздействующие на объект, и отражать изменение текущих значений параметров, характеризующих качество его функционирования.

При планировании экспериментов находят совокупность варьируемых факторов, при которых целевая функция принимает экстремальные значения. Получаемая в результате обработки данных экспериментов математическая модель включает наиболее значимые факторы технологического процесса, определяющие ход технологического процесса и выбор контролируемых параметров.

Факторы, используемые при проведении экспериментов, должны удовлетворять следующим требованиям:

позволять устанавливать необходимые значения и поддер-

живать их на определенном уровне в течение заданного промежутка времени независимо от уровней других факторов;

оказывать существенное воздействие на параметр оптимизации, под которым понимают, например, стоимость 1 м проходки;

не являться функцией других факторов.

После выбора управляемых факторов составляют планы полного (если затраты времени и средств небольшие) или дробного факторного эксперимента.

В первом случае включают все факторы, для каждого из которых устанавливают два уровня. Затем строят матрицу планирования экспериментов в виде таблицы, в строках которой записывают данные опыта, в столбцах — все возможные сочетания факторов, и проводят эксперименты.

Если невозможно или нецелесообразно проводить полный факторный эксперимент, то выполняют сокращенный или дробный факторный эксперимент, при котором произведения комбинаций факторов приравнивают к новым факторам.

При отсутствии априорной информации об эффектах взаимодействия в план включают часть полного факторного эксперимента с наибольшей разрешающей способностью и проводят эксперимент. Определяют генерирующие соотношения, показывающие, какое из взаимодействий принято незначительным и заменено новым фактором.

После построения матрицы планирования эксперимента проверяют ее свойства:

симметричность, характеризующуюся тем, что алгебраическая сумма элементов столбца каждого фактора равна нулю;

нормировку, определяемую равенством числа точек плана матрицы сумме квадратов элементов каждого столбца;

ортогональность, т.е. равенство нулю суммы построчных произведений плана матрицы двух столбцов.

Для исключения систематических ошибок опыты рандомизируют, т.е. проводят в случайной последовательности.

Полученные результаты экспериментов обрабатывают. Если проводилось n параллельных наблюдений, то определяют дисперсию воспроизводимости опытов и однородность дисперсий по критерию Кохрена, основанному на законе распределения максимальной дисперсии к сумме всех дисперсий.

Затем определяют математическую модель технологического объекта управления и находят дисперсии ошибки определения коэффициентов регрессии. Значимость коэффициентов регрессии определяют по t -критерию Стьюдента. Если какой-

либо коэффициент окажется статистически незначимым, то его не учитывают.

Методика упорядочения параметров по значимости заключается в следующем: все параметры располагаются в ряд в порядке возрастания значимости коэффициентов регрессии, а затем принимаются решения о выборе контролируемых параметров. Рассмотрим использование метода на примерах.

Пример 1. Воспользуемся уравнением регрессии, приведенным в работе В.И. Игнатова "Организация и проведение эксперимента в бурении", для иллюстрации метода оценки значимости контролируемых параметров по экспериментальным данным.

Зависимость стоимости 1 м проходки при бурении скважин в крепких породах y от числа оборотов долота x_1 , осевой нагрузки x_2 и расхода бурового раствора x_3 представлена уравнением регрессии

$$y = 8,53 - 0,41x_1 - 0,41x_2 - 0,09x_3. \quad (2.4)$$

Дисперсия значений исследуемого параметра (стоимости 1 м проходки) $S^2(y)$, полученная по экспериментальным данным, равна 0,05.

Для определения значимых коэффициентов уравнения регрессии согласно [31] вычисляют дисперсию и среднеквадратическое отклонение ошибки определения коэффициента регрессии.

Дисперсию ошибки определения коэффициента регрессии рассчитывают по формуле

$$S^2(b_i) = \frac{S^2(y)}{Nm} = \frac{0,05}{8 \cdot 2} = 0,003, \quad (2.5)$$

где N — число точек в плане матрицы испытаний, равное 8; m — число параллельных наблюдений, равное 2.

Среднеквадратическое отклонение ошибки определения коэффициента регрессии

$$S(b_i) = \sqrt{0,003} = 0,054.$$

Значимость коэффициентов уравнения регрессии определяется по критерию Стьюдента t_i , вычисляемому по формуле

$$t_i = \frac{|b_i|}{S(b_i)}; \quad (2.6)$$

$$t_1 = \frac{8,53}{0,054} = 158; \quad t_2 = \frac{0,41}{0,054} = 7,6;$$

$$t_3 = \frac{0,41}{0,054} = 7,6; \quad t_4 = \frac{0,09}{0,054} = 1,66.$$

Критическое значение $t_{кр}$, определенное по табл. 3 приложения 5 [31], для числа степеней свободы $N_{зн} = N(m-1) = 8$ при уровне значимости $q = 5\%$ равно 2,3. Если $t_i > t_{кр}$, то коэффициент b_i признается значимым. В рассматриваемом случае значимыми оказались следующие коэффициенты: b_0 , b_1 , b_2 .

Следовательно, к контролируемым параметрам в рассмотренном случае относятся число оборотов долота и осевая нагрузка, причем фактор x_2 оказывает такое же влияние на показатели параметра оптимизации, как и фактор x_1 . Это следует учитывать при контроле и управлении процессов бурения скважин в рассмотренных условиях.

Пример 2. Н.А. Мариампольским и др. получены уравнения регрессии, описывающие связь между такими показателями свойств бурового раствора, как условная вязкость (T), показатель фильтрации (B), статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин ($CHC_{1/10}$), и значениями концентрации в процентах таких химических реагентов, как метас (x_1), окзил (x_2), Na_2CO_3 (x_3), $NaCl$ (x_4):

$$T = -2,42 + 62,23x_1 + 23,23x_2 - 2,53x_3 + 1,99x_4;$$

$$CHC_1 = 2,8 + 24,67x_1 + 16,13x_2 + 7,05x_3 + 2,17x_4;$$

$$CHC_{10} = -1,64 + 25,73x_1 + 21,93x_2 + 22,5x_3 + 2,81x_4;$$

$$B = 37,12 - 27,67x_1 - 12,3x_2 - 5,18x_3 + 1,36x_4.$$

Дисперсии значений исследуемых параметров (S_2), полученные по экспериментальным данным, составляют: для условной вязкости — 1900, для статического напряжения сдвига через 1 мин — 860, для статического напряжения сдвига через 10 мин — 1560, для показателя фильтрации — 365,6.

Согласно формуле (2.5)

$$S^2(b_i)_T = \frac{1900}{25 \cdot 5} = 15,2; \quad S(b_i)_T = 3,89;$$

$$S^2(b_i)_{CHC_1} = \frac{860}{25 \cdot 5} = 6,88; \quad S(b_i)_{CHC_1} = 2,62;$$

$$S^2(b_i)_{CHC_{10}} = \frac{1560}{25 \cdot 5} = 12,48; \quad S(b_i)_{CHC_{10}} = 3,53;$$

$$S^2(b_i)_B = \frac{365,6}{25 \cdot 5} = 2,92; \quad S(b_i)_B = 1,7.$$

Значимость коэффициентов уравнения регрессии определяется по критерию Стьюдента t_i , вычисленному по формуле (2.6).

Для уравнения регрессии, определяющего взаимосвязь условной вязкости бурового раствора и концентрации химических реагентов, значимость коэффициентов равна:

$$t_i = \frac{2,42}{3,89} = 0,62; \quad t_2 = \frac{62,23}{3,89} = 15,99;$$

$$t_3 = \frac{23,23}{3,89} = 5,95; \quad t_4 = \frac{2,53}{3,89} = 0,65;$$

$$t_5 = \frac{1,99}{3,89} = 0,51.$$

Критическое значение критерия $t_{кр}$, определенное по табл. 3 прил. 5 [32], для числа степеней свободы $N_{3n} = N(m) = 25 \cdot 4 = 100$ при уровне значимости $q = 5\%$ равно 1,98.

Если $t_i > t_{кр}$, то коэффициент b_i признается значимым.

В рассматриваемом случае значимыми оказались коэффициенты при x_1 и x_2 , т.е. к контролируемым следует отнести концентрации метаса и оксила.

Для уравнения регрессии, определяющего взаимосвязь статического напряжения сдвига через 1 мин и концентраций химических реагентов, значимость коэффициентов составила:

$$t_i = \frac{2,8}{2,62} = 1,07; \quad t_2 = \frac{24,67}{2,62} = 9,4;$$

$$t_3 = \frac{16,13}{2,62} = 6,15; \quad t_4 = \frac{7,05}{2,62} = 2,69;$$

$$t_5 = \frac{2,17}{2,62} = 0,83.$$

При $t_{кр} = 1,98$ к значимым относятся коэффициенты при x_1 , x_2 и x_3 , т.е. к контролируемым следует отнести концентрации метаса, оксила и Na_2CO_3 .

Для уравнения регрессии, определяющего взаимосвязь статического напряжения сдвига через 10 мин и концентраций химических реагентов, значимость коэффициентов равна:

$$t_1 = \frac{1,64}{3,53} = 0,46; \quad t_2 = \frac{25,73}{3,53} = 7,28;$$

$$t_3 = \frac{21,93}{3,53} = 6,2; \quad t_4 = \frac{22,5}{3,53} = 6,37;$$

$$t_5 = \frac{2,81}{3,53} = 0,79.$$

При $t_{кр} = 1,98$ к значимым относятся коэффициенты при x_1 , x_2 и x_3 , т.е. к контролируемым следует отнести концентрации метаса, окзила и Na_2CO_3 .

Для уравнения регрессии, определяющего взаимосвязь между показателем фильтрации и концентрацией химических реагентов, значимость коэффициентов равна:

$$t_1 = \frac{37,12}{1,7} = 21,8; \quad t_2 = \frac{27,67}{1,7} = 16,27;$$

$$t_3 = \frac{12,3}{1,7} = 7,23; \quad t_4 = \frac{5,18}{1,7} = 3,04;$$

$$t_5 = \frac{1,36}{1,7} = 0,8.$$

При $t_{кр} = 1,98$ к значимым относятся коэффициенты при x_1 , x_2 и x_3 , т.е. к контролируемым следует отнести концентрации метаса, окзила и Na_2CO_3 .

Таким образом, результаты, полученные при использовании рассматриваемого метода определения комплекса контролируемых технологических параметров по данным реализации специально спланированных экспериментов, позволяют оценить значимость коэффициентов математических моделей, а следовательно, и технологических параметров.

Однако следует отметить, что на полученный рассмотренным методом комплекс контролируемых технологических параметров накладываются все ограничения, связанные с используемой математической моделью: область применения ограничивается областью изменений, используемых при экспериментах факторов.

Недостатком метода является отсутствие связи между составом технологических параметров в контролируемом комплексе и вероятностью установления состояний технологических процессов при бурении скважин.

2.4. МЕТОДЫ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЙ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ЗНАЧИМОСТИ ПАРАМЕТРОВ

При бурении нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях, когда трудно оценить достаточно глубоко и достоверно состояние технологического объекта управления, применяют специальные методы обработки данных — методы распознавания образов.

Сущность этих методов состоит в том, что в результате математической обработки результатов измерений комплекса признаков принимают решение о принадлежности данного состояния сложного технологического объекта к одному из классов состояний.

Исторически теория и практика решения задач оценки (распознавания) развивалась по различным направлениям, и к настоящему моменту накопилось много подходов к таким задачам и конкретным алгоритмам их решения.

Укажем некоторые из известных алгоритмов. Алгоритмы, реализующие Байесово правило минимизации среднего риска, предполагают для каждого класса объективное существование функций распределения вероятностей распознаваемых ситуаций и сводятся к восстановлению этих функций. Алгоритмы метода потенциальных функций реализуют рекуррентные процедуры построения разделяющих гиперповерхностей в пространстве признаков. Алгоритмы типа "обобщенный портрет" сводятся к построению специальных разделяющих гиперповерхностей, обладающих некоторыми экстремальными свойствами. Ряд алгоритмов реализует идею преобразования пространства признаков с тем, чтобы в новом признаковом пространстве происходило более четкое разделение рассматриваемых ситуаций на классы.

Методы распознавания состояний технологического объекта в зависимости от режима приспособления к конкретным условиям подразделяют на три вида: без обучения, обучение с учителем, самообучение.

В первом случае исходной информации достаточно для того, чтобы установить возможные классы состояний технологического объекта и по измеренным признакам отнести его к одному из классов.

При обучении с учителем используют некоторую тренировочную или обучающую выборку значений признаков, одновременно сообщая истинную принадлежность каждого состояния к одному из классов. После этого можно осуще-

ствлять классификацию новых состояний объекта управления.

При самообучении поступающая выборка признаков, характеризующих состояние технологического объекта, не сопровождается никакими указаниями относительно их истинной принадлежности.

В зависимости от имеющихся данных о признаках, требований к получаемым результатам и оперативности распознавания состояний технологического объекта управления могут быть использованы различные методы [1, 14, 32].

Для применения некоторых из них необходимы сведения о законе распределения компонент признаков и таких параметрах, как математическое ожидание и дисперсия. Это геометрический метод распознавания, метод Байеса и распознавание с помощью дискриминантных функций.

Одним из методов геометрического распознавания образов является метод главных компонент, позволяющий найти линейные комбинации компонент вектора состояния $u_n(x_1, x_2, \dots, x_n)$, характеризующие изменения вклада каждой из них в общую дисперсию образов. Геометрическое распознавание позволяет перейти к такой системе координат, при которой возможные состояния образуют компонентные области. Оценка состояния технологического объекта заключается в принятии решения о принадлежности рассматриваемого состояния к одной из указанных областей.

Для нахождения главных компонент вектора состояния используют ковариационную матрицу, которая для N состояний объекта, характеризующихся параметрами x_i , может быть представлена в следующем виде:

$$S = \begin{pmatrix} \text{cov}(x_1x_1) & \text{cov}(x_1x_2) & \dots & \text{cov}(x_1x_I) \\ \text{cov}(x_2x_1) & \text{cov}(x_2x_2) & \dots & \text{cov}(x_2x_I) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \text{cov}(x_Ix_1) & \text{cov}(x_Ix_2) & \dots & \text{cov}(x_Ix_I) \end{pmatrix}, \quad (2.7)$$

где $i = (1, 2, \dots, I)$ — индексы соответствующих элементов матрицы; $\text{cov}(x_i x_j)$ — ковариация случайных величин, под которой следует понимать математическое ожидание произведения центрированных величин.

Алгоритм вычисления главных компонент и распознавания состояний технологического объекта приведен в работе [32]. Метод главных компонент позволяет выделить наиболее ин-

формативные параметры, характеризующие объект, но сама процедура вычислений довольно сложна.

Если возможные состояния технологического объекта известны, то на основании байесовской стратегии принятия статистических решений, обеспечивающей минимум среднего риска, и полученных значений параметров технологического объекта управления можно оценить его состояние.

При использовании метода Байеса должна быть известна плотность распределения вероятностей, например, при двух возможных состояниях $f(x/a_1)$ и $f(x/a_2)$ априорные вероятности состояний $P(a_1)$ и $P(a_2)$ и условные потери соответственно r_{21} и r_{12} .

Пространства признаков x разбивают на области x_1 и x_2 таким образом, чтобы минимизировать средний риск. Это означает, что при достаточно большом числе актов распознавания экономические потери от ошибок минимальны.

При использовании для оценки состояний статистически разрешающих функций — дискриминантных — находят границы областей каждого подкласса по величине компонент вектора состояния и принадлежность каждого состояния к одному из классов.

Дискриминантные функции $u_{ij}(x)$, являющиеся линейной комбинацией вектора состояний, рассчитывают по уравнению

$$u_{ij}(x) = [x - \frac{1}{2}(\bar{x}_i + \bar{x}_j)]S^{-1}(\bar{x}_i - \bar{x}_j), \quad (2.8)$$

где $\bar{x}_i, \bar{x}_j$ — средние значения вектора состояния соответственно для i -й и j -й областей x ; S^{-1} — обратная ковариационная матрица для компонент вектора состояния.

Находят средние значения компонент вектора состояния по классам, их среднеквадратичные отклонения, обратную ковариационную матрицу, разность и полусумму средних величин компонент векторов состояний, по которым вычисляют коэффициенты дискриминантных функций:

$$C_{ij}^k = \begin{bmatrix} C_{ij}^1 \\ C_{ij}^2 \\ \dots \\ C_{ij}^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{11}S_{12}\dots S_{1k} \\ S_{21}S_{22}\dots S_{2k} \\ \dots \dots \dots \\ S_{k1}S_{k2}\dots S_{kk} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \bar{x}_{i1} - \bar{x}_{j1} \\ \bar{x}_{i2} - \bar{x}_{j2} \\ \dots \dots \dots \\ \bar{x}_{ik} - \bar{x}_{jk} \end{bmatrix}, \quad (2.9)$$

где $i, j = 1, 2, \dots, m$ — число классов; $k = 1, 2, \dots$ — число компонент вектора состояния.

Дискриминантные функции в общем виде могут быть представлены следующим образом:

$$u_{ij}(x) = x' C_{ij}^k + C^0. \quad (2.10)$$

После построения дискриминантных функций устанавливают принадлежность состояния объекта к тому или иному классу. Эту процедуру следует производить по той выборке, по которой осуществляли обучение.

В работе [32] предложено для выбора контролируемых параметров использовать метод ветвей и границ, основанный на построении дерева ветвления. Каждой вершине разветвления соответствует некоторое множество решений, для которых определяются оценки границ целевой функции и отсеиваются бесперспективные решения.

Однако реализация этого метода затруднена из-за отсутствия исходной информации и существенных объемов вычислительных работ, обусловленных необходимостью реализации большого числа переборов различных вариантов.

В работе [34] представлена взаимосвязь объекта, средств контроля и управления в виде контура управления, в котором происходит циркуляция информации, и введен критерий объективности контроля, равный отношению количества информации, приобретенной при контроле некоторых параметров, к энтропии системы.

Для определения оптимального состава контролируемых параметров предложено максимизировать функцию

$$D = e^{-t \sum_{i=1}^n \lambda_i x_i} \sum_{i=1}^n b_i x_i, \quad (2.11)$$

где t_i — время контроля i -го параметра; λ_i — интенсивность отказов; x_i — переменная, значение которой определяет, принят i -й параметр к контролю ($x_i = 1$) или не принят ($x_i = 0$); b_i — критерий объективности контроля, равный отношению количества информации, приобретенной при контроле i -го параметра, к энтропии системы.

При решении указанной задачи нелинейного программирования исследуемое уравнение представляется как функция некоторых переменных. Путем решения задачи целочисленного линейного программирования находят набор x_i , максимизирующий указанную функцию. Однако реализация указанного метода затруднена из-за отсутствия необходимой исходной информации.

Во многих случаях трудно установить закон распределения

значений параметров, характеризующих состояние технологического объекта управления. Поэтому весьма перспективны методы обработки информации, не требующие знания этого закона и его основных параметров. К ним относится метод потенциальных функций, последовательная диагностическая процедура и др.

При использовании метода потенциальных функций оценка состояния технологического объекта управления основывается на совокупности признаков, причем параметры распределения признаков могут быть неизвестными. Используемая потенциальная функция имеет следующий вид:

$$\Phi(x) = \sum_{i=1}^n \exp \left[-D \sum_{j=1}^k (x_j - x_{ij}^2)^2 \right], \quad (2.12)$$

где D — постоянная; n — число реализаций состояний данного класса; k — число признаков.

Функцию $\Phi(x)$ можно рассматривать как некоторое подобие функции потенциала, создаваемого электрическим зарядом. Потенциал в точке нахождения заряда имеет небольшое значение и убывает с известной скоростью по мере удаления от этой точки.

Для оценки состояния технологического объекта управления вычисляют потенциальную функцию для каждого из классов состояний. Наибольшее ее значение соответствует классу искомого состояния технологического объекта. Проверку достоверности получаемых результатов проводят по обучающим выборкам.

Метод последовательной диагностической процедуры [1, 3, 14] также не требует сведений о генеральных совокупностях компонент вектора состояния управляемого объекта. В нем используют отношения правдоподобия Вальда о принадлежности состояния объекта к тому или иному классу.

Его сущность заключается в следующем. Известные статистические характеристики (компоненты) двух состояний (А и Б) группы объектов $x_{11}, x_{12}, \dots, x_{1n}$ и $x_{21}, x_{22}, \dots, x_{2n}$ могут быть разбиты на 5—10 интервалов (градаций). Отнесение объекта к одному из состояний может быть осуществлено по отношению вероятностей

$$\frac{P(x_{11}^r)}{P(x_{21}^r)} \cdot \frac{P(x_{12}^p)}{P(x_{22}^p)} \cdot \dots \cdot \frac{P(x_{1n}^k)}{P(x_{2n}^k)}, \quad (2.13)$$

где $x_{11}^r, x_{12}^p, \dots, x_{1n}^k$ — значения компонент первого состояния (А) в соответствующих градациях ($r, p, \dots, k$);

$x_{21}^r, x_{22}^p, \dots, x_{2n}^k$ — значения компонент второго состояния (В) в тех же градациях.

Обычно устанавливают пороги для указанного соотношения, переход за которые означает нахождение объекта в одном из возможных состояний. Для удобства вычислений диагностическое соотношение представляют в следующем виде:

$$10 \lg \frac{\alpha}{1-\beta} < 10 \lg \frac{P(x_{11}^r)}{P(x_{21}^r)} + 10 \lg \frac{P(x_{12}^p)}{P(x_{21}^p)} + \dots + 10 \lg \frac{P(x_{1n}^k)}{P(x_{2n}^k)} < 10 \lg \frac{1-\alpha}{\beta}, \quad (2.14)$$

где α — ошибка первого рода, т.е. вероятность неправильного отнесения первого состояния (А) объекта ко второму (В); β — ошибка второго рода, т.е. вероятность отнесения второго состояния (В) к первому (А).

Каждое слагаемое в диагностическом соотношении называется диагностическим коэффициентом и обозначается так:

$$DK(x_n^k) = 10 \lg \frac{P(x_{1n}^k)}{P(x_{2n}^k)}. \quad (2.15)$$

Диагностические коэффициенты вычисляют для всех градаций соответствующих признаков.

Последовательная диагностическая процедура распознавания состояния технологического объекта управления относится к числу наглядных и простых. Поэтому ее широко используют для оценки состояний объектов в бурении [1, 3, 14].

Рассмотрим применение описанного метода на примере.

Пример. При разработке рецептуры бурового раствора на нефтяной основе контролировали плотность, условную вязкость, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин. Подготовленные пробы подвергали воздействию высокой температуры (180 °С). Одни из них выдерживали ее, другие — нет (табл. 2.1). Данные таблицы были обработаны методом последовательной диагностической процедуры, результаты представлены в табл. 2.2.

Значения условной вязкости и плотности были разбиты на 8 градаций, а статического напряжения сдвига через 1 и 10 минут — на 5, вычислены частотности для всех градаций и соответствующие диагностические коэффициенты.

Таким образом, по данным обучающей выборки табл. 2.1 построена диагностическая таблица 2.2.

Таблица 2.1

Данные обучающей выборки

1-й класс (не выдержали прогрева)				2-й класс (выдержали прогрев)			
ρ , г/см ³	T , с	$\text{CHC}_1 \times 10 \text{ Па}$	$\text{CHC}_{10} \times 10 \text{ Па}$	ρ , г/см ³	T , с	$\text{CHC}_1 \times 10 \text{ Па}$	$\text{CHC}_{10} \times 10 \text{ Па}$
1,35	81	41	75	1,46	135	68	81
1,46	67	34	48	1,50	63	43	60
1,33	42	6	14	1,49	76	18	30
1,34	56	9	21	1,50	70	25	50
1,43	60	9	15	1,47	120	3	6
1,49	49	8	9	1,55	52	3	9
1,38	136	36	63	1,48	90	1,5	3
1,47	38	9	12	1,56	120	6	12
1,39	40	15	18	1,52	63	3	6
1,36	92	15	24	1,49	68	6	21
1,47	62	18	21	1,45	120	54	57
1,41	60	12	18	1,55	87	117	192
1,52	45	18	30	1,57	145	204	221
1,41	30	6	15	1,44	85	30	33
1,33	13	3	6	1,43	75	105	118
1,51	73	12	24	1,41	164	135	150
1,54	140	60	78	1,37	63	36	39
1,74	52	36	66	1,36	67	36	45
1,50	52	1,5	3	1,51	89	6	15
—	—	—	—	1,49	87	72	24
—	—	—	—	1,42	126	24	27
—	—	—	—	1,43	85	36	39
—	—	—	—	1,46	66	27	36
—	—	—	—	1,45	58	27	33
—	—	—	—	1,41	40	3	3

При необходимости определить, к какому классу относится буровой раствор по данным измерения плотности, вязкости, предельного статического напряжения сдвига через 1 и 10 мин, необходимо при заданных допустимых вероятностях ошибок первого и второго рода по таблице найти соответствующие диагностические коэффициенты, а затем эти коэффициенты последовательно просуммировать. Каждый раз после добавления очередного диагностического коэффициента к сумме предыдущих проверяют, выполнено ли основное диагностическое соотношение [3].

Если нарушается правая или левая часть соотношения, делают вывод о том, что проба бурового раствора относится к первому или второму классу. Если же сумма диагностических коэффициентов находится внутри заданных пороговых значений, то делают вывод о невозможности на основании имеющейся информации диагностировать состояние бурового раствора.

Для определения принадлежности исследуемого бурового раствора к первому или второму классу устанавливают вели-

Т а б л и ц а 2.2

Результаты диагностической обработки данных

Граница диапазона		Частость		Сглаженная частость		Диагностический коэффициент
1	2	1	2	1	2	
Условная вязкость						
30	47	0,28	0,04	0,21	0,08	4,10
48	64	0,39	0,20	0,25	0,16	1,94
65	81	0,17	0,24	0,08	0,19	−0,11
82	98	0,06	0,24	0,09	0,18	−2,80
99	115	0	0	0,04	0,11	−4,59
116	132	0	0,16	0,03	0,11	−5,90
133	149	0,11	0,08	0,04	0,07	−2,10
150	164	0	0,04	0,02	0,05	−3,34
Плотность						
1,33	1,36	0,26	0,04	0,14	0,04	5,80
1,37	1,39	0,11	0,04	0,12	0,07	2,51
1,40	1,42	0,11	0,12	0,12	0,12	0,19
1,43	1,45	0,05	0,20	0,11	0,16	1,71
1,46	1,48	0,21	0,16	0,15	0,17	−0,57
1,49	1,51	0,16	0,24	0,13	0,17	−1,16
1,52	1,54	0,11	0,04	0,09	0,11	−0,73
1,55	1,57	0	0,16	0,04	0,10	−4,16
Напряжение сдвига через 1 мин						
1,50	28,2	0,74	0,57	0,34	0,29	0,76
28,3	54,9	0,21	0,26	0,24	0,24	0,05
55,0	81,6	0,05	0,09	0,14	0,16	−0,58
81,7	108,3	0	0,04	0,03	0,17	−3,43
108,4	135,0	0	0,04	0,01	0,04	−8,20
Напряжение сдвига через 10 мин						
3	32	0,74	0,48	0,33	0,27	0,76
33	61	0,05	0,39	0,21	0,27	−1,00
62	90	0,21	0,04	0,17	0,16	0,32
91	119	0	0,04	0,15	0,07	−1,93
120	150	0	0,04	0,02	0,03	−1,60

чины ошибок первого и второго рода. Допустим, что $\alpha = 0,2$, а $\beta = 0,3$.

Тогда значения левого и правого порогов в неравенстве (2.14) равны:

$$10 \lg \frac{1 - \alpha}{\beta} = 10 \lg \frac{1 - 0,2}{0,3} = 4,2;$$

$$10 \lg \frac{\alpha}{1 - \beta} = 10 \lg \frac{0,2}{1 - 0,3} = 5,4.$$

Соотношение диагностической процедуры определяется неравенством

$$-5,4 < \sum_{i=1}^n DK(x_i^j) < 4,2,$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, n$ — номера параметров.

Рассмотрим порядок классификации бурового раствора на примере пробы № 1 первого класса, имеющей следующие параметры:

$$\rho = 1,35 \text{ г/см}^3; T = 81 \text{ с};$$

$$\text{СНС}_1 = 4,1 \text{ Па}; \text{СНС}_{10} = 7,5 \text{ Па}.$$

В соответствии с указанными данными диагностические коэффициенты находят по табл. 2.2:

$$DK_1 = 5,8; DK_2 = -0,11;$$

$$DK_3 = 0,05; DK_4 = 0,32.$$

Сумма диагностических коэффициентов равна 6,06 и превышает правый порог. Следовательно, анализируемый раствор относится к первому классу.

Если сумма диагностических коэффициентов не выходит за пороговые значения, то это означает, что используемых параметров недостаточно для классификации состояния бурового раствора, т.е. необходимо контролировать дополнительные параметры.

В работах [13, 30] рассмотрено применение диагностической процедуры для установления типа прихвата бурильной колонны при бурении скважин, оценки состояния крепи скважин после повторного цементирования и др.

При установлении типа прихвата бурильной колонны, состояния скважины после цементирования и др. использовались диагностические коэффициенты 20 технологических параметров, причем приоритет их применения определялся величиной информативности.

Методика по выбору технологических параметров сводилась к следующему: все параметры располагались в ряд в порядке убывания величины их информативности, а затем принималось решение о выборе контролируемых параметров.

Основной недостаток рассмотренного метода выбора контролируемых технологических параметров — неопределенность конечного результата, т.е. при использовании выбранного комплекса контролируемых технологических параметров

ров невозможно оценить вероятность установления состояний технологических процессов при бурении скважин.

2.5. ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОМПЛЕКСА КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Иногда при изучении статистических закономерностей, сложных физических явлений, взаимосвязи технологических процессов наступает момент, когда появляется новая идея, которая позволяет рассматривать всю совокупность полученных и накопленных данных и понятий комплексно, с новых позиций.

Это дает возможность не только лучше осмыслить имеющуюся информацию об изучаемом объекте или явлении и соединить, казалось бы, различные понятия воедино, но, главное, дает ключ к решению актуальных поставленных задач.

Ключом к решению задачи определения комплекса технологических параметров, которые необходимо контролировать для оценки состояний технологических объектов при бурении скважин и управлении ими, явилось представление контроля как вероятностного процесса, зависящего от информативности используемых параметров.

Это была главная идея, которая, по сути дела, позволила по-новому решить проблему обоснования комплекса контролируемых параметров технологических процессов при бурении скважин.

Анализ результатов контроля состояний большого числа технологических объектов при бурении нефтяных и газовых скважин показал, что установление даже одного состояния различных технологических объектов осуществляется при использовании различной информативности, а следовательно, и числа технологических параметров. Например, установление типа прихватов колонн бурильных труб, происшедших при бурении скважин в УБР объединения "Укрнефть", осуществлялось в 29 случаях при использовании таких технологических параметров, как глубина, на которой находилось долото в момент прихвата, и тип породы в зоне прихвата, с суммарной информативностью 3,8; в 17 случаях — по значениям таких технологических параметров, как глубина, на которой находилось долото в момент прихвата, тип породы в зоне прихвата, пластовое давление в зоне прихвата, с сум-

марной информативностью 4,9; в 7 случаях — по значениям таких технологических параметров, как глубина, на которой находилось долото в момент прихвата, тип породы в зоне прихвата, пластовое давление в зоне прихвата, разность давлений столба бурового раствора и пластового давления, с суммарной информативностью 6,1; в остальных случаях кроме упомянутых параметров использовались плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, показатель фильтрации, а также длина утяжеленных буровых труб.

Установление по промысловым данным типа прихвата колонны буровых труб при бурении скважин в объединении "Грознефть" осуществлялось в одних случаях с использованием одного-двух технологических параметров, таких как глубина нахождения долота в момент прихвата и тип породы; в других случаях кроме упомянутых технологических параметров были использованы также пластовое давление, разность пластового и гидростатического давлений, плотность, условная вязкость, статическое напряжение сдвига бурового раствора и др.

Аналогичные результаты многократно наблюдались при классификации состояний крепи скважин, результатов повторного цементирования скважин и др.

Все это свидетельствует о том, что установление состояний технологических процессов при бурении скважин зависит от многих факторов и относится к числу случайных.

Из-за вероятностного характера процесса установления состояний технологических объектов бурения скважин решения о составе комплекса контролируемых параметров часто оказывались ошибочными: число контролируемых параметров было либо недостаточным, либо избыточным, со всеми вытекающими последствиями.

Такая неопределенность в выборе комплекса контролируемых параметров вселяла неуверенность в полноте контроля технологических процессов при бурении скважин, а следовательно, и в результатах оценки состояний технологических процессов при бурении скважин и выборе управляющих воздействий.

Именно поэтому во многих работах [32, 34] отмечается сложность проблемы обоснования комплекса технологических параметров, необходимого для контроля и управления технологическими процессами. Эта трудность усугублялась еще и тем, что используемые технологические параметры, различные по физической сущности и размерности (на-

пример, глубина, проницаемость, давление, условная вязкость и т.д.), рассматривались отдельно друг от друга. Прямое сопоставление таких параметров невозможно.

Как же следует определять комплекс технологических параметров, подлежащих контролю для оценки состояний технологических процессов при бурении скважин и управления ими?

Как учесть при этом случайный характер установления состояния технологических процессов?

Ответы на эти важные практические вопросы дают статистические закономерности, обнаруженные при анализе большого количества результатов контроля состояний технологических процессов при бурении нефтяных и газовых скважин, и выбор единой меры сравнения всех параметров, используемых при установлении состояний технологических объектов.

В качестве единой обобщенной меры сравнения различных по физической природе и размерности параметров используется информативность, количественно характеризующая величину расхождения между классами состояний.

Сущность вероятностно-статистического метода определения комплекса контролируемых параметров заключается в следующем.

По статистическим результатам установления состояния технологического объекта управления при бурении скважин и вычисленным значениям информативности используемых при этом технологических параметров находят вид и параметры статистического распределения, т.е. зависимость вероятности определения состояния технологического процесса при бурении скважин от информативности параметров.

По статистическому распределению определяют суммарную информативность технологических параметров, обеспечивающую заданную вероятность установления состояния технологического процесса при бурении скважин. По величине суммарной информативности составляют конкретный перечень контролируемых технологических параметров.

Таким образом, упомянутый метод позволяет определить комплекс контролируемых технологических параметров, обеспечивающий установление с заданной вероятностью состояния технологических процессов при бурении скважин.

Статистические законы распределения (экспоненциальное, нормальное, гамма-распределение и др.) довольно часто используются при определении различных технических характеристик. Например, при оценке значений вероятности бе-

зотказной работы технических средств за заданное время при исследовании их надежности, уровня вероятности кондиционных изделий при контроле качества продукции и др. были сначала определены по статистическим данным законы распределений соответственно наработок на отказ, кондиционных изделий и т.д., а затем эти законы распределения широко использовались в практике оценки надежности, качества продукции и др.

При использовании различных подходов (эвристического, экспериментального, статистического) для формирования комплекса параметров контроля и управления технологическими процессами при бурении нефтяных и газовых скважин возникает задача сравнения всех известных и используемых параметров.

Непосредственное сравнение различных по физической сущности и размерности параметров технологических процессов, например, таких, как нагрузка на крюк и расход бурового раствора, давление и температура, плотность и время, прочность тампонажного камня и проницаемость и т.д., невозможно.

Для сравнения таких параметров необходима единая объективная мера. Эта мера должна быть свойственна и применима ко всем сравниваемым параметрам и характеризовать их относительную долю участия в оценке состояний технологического процесса и управления процессом.

В качестве такой единой обобщенной меры сравнения параметров технологических процессов предлагается использовать информативность.

Под *информативностью* параметра понимают относительную величину, количественно характеризующую меру расхождения между классами состояний технологического процесса. Она характеризует вклад соответствующего параметра в определение состояния технологического процесса и управления им.

Согласно [31, 32] информативность как мера расхождения между двумя классами состояний технологических объектов определяется статистически по выборкам параметров, диапазоны значений которых разбиты на n интервалов, по формуле

$$I(x_n^k) = \sum_{k=1}^S [P(x_{1n}^k) - P(x_{2n}^k)] \lg \frac{P(x_{1n}^k)}{P(x_{2n}^k)}, \quad (2.16)$$

где $x_{11}^r, x_{12}^p, \dots, x_{1n}^k$ — значения параметров в соответствующую

щих интервалах $r, P, \dots k$, характеризующих первое состояние объекта; $x_{21}^r, x_{22}^p, \dots, x_{2n}^k$ — значения параметров в соответствующих интервалах $r, P, \dots k$, характеризующих второе состояние объекта; P_{1n}^k, P_{2n}^k — вероятности значений параметров в интервалах $r, P, \dots k$, соответствующих первому и второму состоянию технологического объекта.

Информативность параметров — безразмерная величина, численно равная сумме произведения логарифма отношения вероятностей значений параметров в соответствующих интервалах $r, P, \dots k$, для различных состояний технологического объекта и алгебраической разности этих вероятностей по всем интервалам, т.е. для всего диапазона измерения параметра.

Анализ уравнения (2.16) показывает, что информативность параметра всегда величина положительная как при $P(x_{1n}^k) > P(x_{2n}^k)$, так и при $P(x_{1n}^k) < P(x_{2n}^k)$. Чем больше разница в значениях $P(x_{1n}^k)$ и $P(x_{2n}^k)$, тем большую информативность имеет параметр, и наоборот.

С. Кульбаком доказано, что "... информативность есть аддитивная и непрерывная функция..." случайных величин.

Рассмотрим примеры определения информативности технологических параметров.

Пример. Промысловые материалы по 40 скважинам, из которых по результатам испытаний 31 скважина была зацементирована качественно и 9 с дефектами, включают данные о разности плотностей цементного и бурового растворов, типе добавки в нижнюю порцию цемента, суммарном времени промежуточных промывок при спуске обсадной колонны, растекаемости цементного раствора, полном времени цементирования, прочности при изгибе цементного камня, времени промывки скважины перед спуском обсадной колонны, плотности бурового раствора, высоты столба жидкости в затрубном пространстве.

Данные о разности плотностей тампонажного и бурового растворов для всей совокупности скважин представлены в табл. 2.3.

Диапазон полученных значений разности плотностей тампонажного и бурового растворов от 0,09 до 0,64 г/см³ разбивают на семь интервалов. Затем подсчитывают частоты, т.е. число скважин, имеющих значения разности плотностей тампонажного и бурового растворов, соответст-

Таблица 2.3

Разность плотностей тампонажного и бурового растворов для 9 некачественно зацементированных скважин, г/см ³	Разность плотностей тампонажного и бурового растворов для 31 удовлетворительно и качественно зацементированной скважины, г/см ³
0,5; 0,57; 0,55; 0,35; 0,42; 0,64; 0,59; 0,1; 0,51	0,35; 0,16; 0,37; 0,23; 0,35; 0,14; 0,4; 0,35; 0,48; 0,19; 0,27; 0,4; 0,52; 0,09; 0,45; 0,25; 0,3; 0,44; 0,43; 0,14; 0,3; 0,4; 0,35; 0,47; 0,21; 0,36; 0,43; 0,25; 0,4; 0,2; 0,4

вующие каждому интервалу диапазона для обеих групп скважин.

Определяют частности для каждой группы скважин, равные отношению частот к общему числу скважин в соответствующей группе.

Например, для первого интервала первой группы частота равна 1, частость — 0,111, а для второй группы того же интервала частота равна 4, а частость — 0,13 и т.д.

При вычислении сглаженных частостей условно расширяется на два интервала число интервалов значений разности плотностей тампонажного и бурового растворов в сторону меньших и больших значений от границ диапазона. Сглаженные частости определяют по формуле

$$\bar{P}(x') = 0,1[P(x^{-1}) + 2P(x^0) + 4P(x^1) + 2P(x^2) + P(x^3)], \quad (2.17)$$

где $P(x^{-1})$ — значение частости в предыдущем интервале; $P(x^0)$ — значение частости в предыдущем интервале; $P(x^1)$ — значение частости в интервале, для которого определяется сглаженная частость; $P(x^2)$ — значение частости в последующем интервале; $P(x^3)$ — значение частости в интервале, расположенном через один интервал от интервала, для которого определяется сглаженная частость.

Подсчитанные сглаженные частости для обеих групп скважин представлены в табл. 2.4.

Информативность технологического параметра по интервалам диапазона его значений определяют по формуле

$$I(x') = 5 \lg \frac{P(x'_{11})}{P(x'_{21})} [\bar{P}(x'_{11}) - \bar{P}(x'_{21})], \quad (2.18)$$

где $\bar{P}(x'_{11})$, $\bar{P}(x'_{21})$ — сглаженные частоты для первого интервала диапазона значений параметра для первой и второй групп скважин.

Таблица 2.4

Сглаженные частоты для двух групп скважин

Интервал	Частота в интервалах		Частость в интервалах		Сглаженная частость в интервалах		Информативность
	1	2	1	2	1	2	
0,09–0,16	1	4	0,11	0,13	0,044	0,094	0,07
0,17–0,24	0	4	0	0,13	0,033	0,146	0,36
0,25–0,32	0	5	0	0,16	0,044	0,193	0,47
0,33–0,40	1	11	0,11	0,355	0,099	0,229	0,23
0,41–0,48	1	6	0,11	0,193	0,166	0,167	0,00
0,49–0,56	3	1	0,33	0,032	0,199	0,687	0,20
0,57–0,64	3	0	0,33	0	0,211	0,026	0,84
$\sum_{k=1}^{S=7} I_i = 2,17$							

Информативность технологического параметра в целом

$$I(x) = \sum_{k=1}^S I(x_1^k).$$

Вычисленные указанным способом значения информативности технологических параметров представлены в табл. 2.4.

По данным табл. 2.4 определена информативность параметров эмульсионного бурового раствора: условной вязкости, плотности, статического напряжения сдвига через одну минуту, статического напряжения сдвига через десять минут. Результаты вычислений приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Значения информативности параметров эмульсионного бурового раствора

Граница диапазона		Вероятность значения параметра		Диагностический коэффициент	Информативность
1	2	1-е состояние	2-е состояние		
Условная вязкость					
30	47	0,21	0,08	4,10	0,26
48	64	0,25	0,16	1,94	0,09
65	81	0,18	0,19	−0,11	0
82	98	0,09	0,18	−2,80	0,12
99	115	0,04	0,11	−4,59	0,17
116	132	0,03	0,11	−5,90	0,24
133	149	0,04	0,07	−2,10	0,03
150	164	0,02	0,05	−3,34	0,04
$\sum_1^8 I_i = 0,95$					

Продолжение табл. 2.5

Граница диапазона		Вероятность значения параметра		Диагностический коэффициент	Информативность
1	2	1-е состояние	2-е состояние		
Плотность					
1,33	1,36	0,14	0,04	5,80	0,29
1,37	1,39	0,12	0,07	2,51	0,07
1,40	1,42	0,12	0,12	0,19	0
1,43	1,45	0,11	0,16	−1,71	0,05
1,46	1,48	0,15	0,17	−0,57	0,01
1,49	1,51	0,13	0,17	−1,16	0,02
1,51	1,54	0,08	0,11	−0,73	0,01
1,55	1,57	0,04	0,10	−4,16	0,02
					$\sum_1^8 I_i = 0,57$
Статическое напряжение сдвига через 1 мин					
1,50	28,2	0,34	0,19	0,76	0,02
28,3	54,9	0,24	0,24	0,05	0
55,0	81,6	0,14	0,16	−0,58	0,01
81,7	108,3	0,03	0,17	−3,43	0,07
108,4	135,0	0,04	0,04	−8,20	0,12
					$\sum_1^5 I_i = 0,22$
Статическое напряжение сдвига через 10 мин					
3	32	0,33	0,27	0,76	0,02
33	61	0,21	0,27	−1,00	0,03
62	90	0,17	0,16	0,32	0
91	119	0,15	0,07	−1,93	0,03
120	150	0,02	0,03	−1,60	0,01
					$\sum_1^5 I_i = 0,09$

Суммарная информативность составила: условной вязкости — 0,95; плотности — 0,57; CHC_1 — 0,22; CHC_{10} — 0,09. Наибольшую информативность имеют условная вязкость, плотность, статическое напряжение сдвига через 1 мин.

Таким образом, введение единой обобщенной меры — информативности — позволяет сравнивать различные по физической сущности и размерности параметры технологических процессов при бурении скважин, подобно тому, как введение и использование понятия коэффициента полезного действия позволило сравнивать различные по конструкции, принципу действия и используемой энергии двигатели, преобразователи и др.

Однако информативность как характеристика меры сравнения технологических параметров не позволяет определить

достаточность контролируемого комплекса параметров для установления состояний технологических процессов при бурении скважин.

2.6. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ

Эффективность системы контроля состояний технологических объектов при бурении скважин зависит от ее способности выполнять заданные функции. Для оценки этой способности необходимы некоторые критерии.

В связи с тем, что процесс контроля состояний технологических объектов относится к вероятностным, зависящим от информативности используемых параметров, предлагается для оценки способности систем контроля устанавливать состояния технологических объектов, использовать характеристики, аналогичные в некотором смысле количественным характеристикам надежности технических средств [14]: вероятность факта установления состояний технологических процессов, частота и интенсивность установления состояний технологических процессов.

Отличие предлагаемых характеристик процессов классификаций состояний технологических объектов от характеристик надежности заключается в том, что в предлагаемых характеристиках в качестве аргумента используется информативность, а в характеристиках надежности — время.

Рассмотрим сущность предлагаемых характеристик.

Под вероятностью определения состояния технологического объекта управления следует понимать вероятность того, что при определенном числе и информативности признаков технологический объект может быть отнесен к одному из классов состояний; статистически устанавливается как отношение числа реализаций классификаций состояний объектов $n(I_k)$ при использовании комплекса признаков k с суммарной информативностью I_k к общему числу реализаций N_0 :

$$P(I) = \frac{n(I_k)}{N_0}. \quad (2.19)$$

Из этой формулы следует, что вероятность определения состояния технологического объекта управления — возрастающая функция информативности используемых признаков, которая может изменяться от нуля до единицы.

Как информационная количественная характеристика, она позволяет установить изменение неопределенности при оцен-

ке состояния в зависимости от числа и информативности используемых признаков, охватывать большее число признаков, оценивать информационные возможности контрольно-измерительных систем при проектировании и эксплуатации.

Величиной, обратной вероятности определения состояния объекта, является вероятностная величина $h(I_k)$, характеризующая невозможность оценки состояния объекта при заданном числе и информативности используемых признаков. Статистически ее можно рассчитать так:

$$h(I_k) = 1 - P(I_k) \approx 1 - \frac{n(I_k)}{N_0}. \quad (2.20)$$

Считается, что дополнительная информация уменьшает степень неопределенности энтропии состояния объекта. При применении в качестве решающего правила последовательной диагностической процедуры степень неопределенности имеет другой характер изменения при добавлении данных о дополнительных параметрах объекта: до момента, пока сумма диагностических коэффициентов не превышает заданный порог, неопределенность состояния объекта не изменяется; при равенстве или превышении суммой заданного порога появляется определенность в оценке состояния, и его можно отнести к одному из классов состояний. Следовательно, характеристика изменения неопределенности в рассматриваемом случае пороговая или релейная. Это основная особенность изменения энтропии состояния объекта при применении последовательной диагностической процедуры.

Вероятность определения состояния и ее обратная величина не полностью характеризуют процесс классификаций состояний технологического объекта управления. Поэтому вводятся дополнительные понятия или информационные характеристики: частота и интенсивность правильной оценки состояний технологических объектов управления при определенной информативности комплекса параметров.

Под частотой определения состояний технологических объектов следует понимать отношение приращения числа реализаций классификации состояний объектов при добавлении к комплексу используемых признаков тех из них, которые имеют информативность ΔI_k , к общему (предельному) рассматриваемому числу реализаций классификаций состояний.

Статистически эту величину находят так:

$$f(I) = \frac{n(I_k)}{N_0 \Delta I_k}. \quad (2.21)$$

Если совокупность признаков, характеризующих состояние изучаемого объекта, изменяется по шкале признаков непрерывно или квазинепрерывно, то можно представить вероятностное толкование предельной частоты. При увеличении на ΔI_k информативности признаков изменяется число реализаций классификаций $n(I_k)$:

$$n(I_k) = N(I_k + \Delta I_k) - N(I_k), \quad (2.22)$$

где $N(I_k + \Delta I_k)$ — число реализаций классификаций состояний объектов при информативности параметров $I_k + \Delta I_k$.

На основании формулы (2.22) можно записать:

$$N(I_k) = N_0 P(I_k); \quad (2.23)$$

$$N(I_k + \Delta I_k) = N_0 P(I_k + \Delta I_k). \quad (2.24)$$

Учитывая соотношения (2.21), (2.22), (2.24), получим следующую формулу:

$$f(I_k) = \frac{N_0 [P(I_k + \Delta I_k) - P(I_k)]}{N_0 \Delta I_k} \quad (2.25)$$

Предельное значение этого выражения таково:

$$f(I_k) = \lim_{\Delta I_k \rightarrow 0} \frac{P(I_k + \Delta I_k) - P(I_k)}{\Delta I_k} = P'(I_k). \quad (2.26)$$

Частота определения состояний объектов есть плотность распределения по информативности вероятности классификации. Следовательно,

$$P(I_k) = \int_0^I f(I) dI; \quad (2.27)$$

$$h(I_k) = 1 - \int_0^I f(I) dI. \quad (2.28)$$

Подставляя выражение (2.26) в формулу (2.27), получим:

$$f(I_k) = \frac{P(I_k)}{\Delta I_k}. \quad (2.29)$$

Таким образом, между частотой определения состояний объектов и вероятностью этого определения существует однозначная зависимость. Следует отметить, что приведенные соотношения справедливы при любых законах распределения реализаций распознавания состояний. Частота определения состояний наиболее полно характеризует общую информативность комплекса используемых признаков. Вероятность определения, математическое ожидание и дисперсия являются характеристиками распределения, которые могут быть вычислены по известной частоте классификации.

Под интенсивностью классификаций состояний технологических объектов управления следует понимать отношение приращения числа ее реализаций при использовании признака с информативностью ΔI к оставшемуся числу реализаций из рассматриваемого первоначально N_0 . Статистически эту величину можно рассчитать по формуле

$$W(I_k) = \frac{n(I_k + \Delta I_k)}{[N_0 - n_p(I_k)]\Delta I_k}, \quad (2.30)$$

$$\text{где } n_p(I_k) = \frac{N(I_k) + N(I_k + \Delta I_k)}{2}, \quad (2.31)$$

ΔI_k — приращение информативности признаков в используемом комплексе.

Вероятностное определение интенсивности классификации состояний объектов можно получить, преобразовав уравнение (2.30):

$$W(I_k) = \frac{N_0[P(I_k + \Delta I_k) - P(I_k)]}{N_{cp}\Delta I_k}. \quad (2.32)$$

Переходя к пределу при $\Delta I_k \rightarrow 0$, получим:

$$W(I_k) = \frac{P'(I_k)]}{1 - P(I_k)}, \quad (2.33)$$

откуда

$$f(I_k) = W(I_k)h(I_k). \quad (2.34)$$

Уравнения (2.19), (2.29), (2.34) устанавливают зависимость между вероятностью определения состояния, ее частотой и интенсивностью реализаций.

Интенсивность реализаций классификации состояний технологических объектов управления — важная характеристика, являющаяся функцией числа и информативности используемых признаков, т.е. объема получаемой информации, и

позволяющая наглядно установить наиболее характерные признаки, подлежащие контролю.

Вероятность, частота оценки состояний, интенсивность ее реализаций — количественные характеристики контрольно-информационных систем.

Однако из-за присущих им недостатков каждая в отдельности не может достаточно полно описывать способность информационных систем решать задачи классификации состояний технологических объектов управления. Поэтому считаем, что только совокупность рассмотренных характеристик позволяет сформулировать научно обоснованные технические требования к разработке информационно-измерительных систем, с помощью которых достаточно достоверно могут быть оценены состояния технологических объектов управления.

Пример. При установлении типа прихвата в 102 скважинах методом последовательной диагностической процедуры были обработаны данные по всем скважинам. При этом были рассчитаны информативности следующих параметров: x_1 — количества ингибитора в буровом растворе ($I_1 = 3$), x_2 — перепада давления на пласт ($I_2 = 0,8$), x_3 — температуры в зоне прихвата ($I_3 = 0,8$), x_4 — пластового давления в зоне прихвата ($I_4 = 0,7$), x_5 — типа породы в зоне прихвата ($I_5 = 0,7$), x_6 — глубины прихвата ($I_6 = 0,6$), x_7 — предельного статического напряжения сдвига бурового раствора через 1 мин ($I_7 = 0,5$), x_8 — предельного статического напряжения сдвига через 10 мин ($I_8 = 0,4$).

По типам прихватов расклассифицированы все скважины. Распределение по комплексу параметров числа правильных оценок типа прихвата показано в табл. 2.6. В первом ее столбце приведены обозначения: x_{1-2} означает, что при классификации использовались параметры x_1 , x_2 и т.д. Во втором

Т а б л и ц а 2.6

Распределение по комплексу параметров числа правильных оценок типа прихвата

x_i	I	$n(I)$	$P(I)$	$h(I)$	$f(I)$	$W(I)$
x_1	3,0	29	0,28	0,72	0,095	0,11
x_{1-2}	3,8	25	0,53	0,47	0,065	0,11
x_{1-3}	4,6	16	0,68	0,32	0,034	0,09
x_{1-4}	5,3	11	0,79	0,21	0,021	0,11
x_{1-5}	6,0	15	0,94	0,06	0,024	0,15
x_{1-6}	6,6	3	0,97	0,03	0,045	0,10
x_{1-7}	7,1	2	0,99	0,01	0,0028	0,14
x_{1-8}	7,5	1	1,00	0,00	0,0014	0,26

столбце указаны соответствующие комплексу параметров первого столбца суммарные информативности, а в третьем — даны соответствующие количества распознаваний.

Данные остальных столбцов табл. 2.6 рассчитаны по формулам (2.19), (2.20), (2.21), (2.30).

По данным табл. 2.6 построены зависимости $P(I)$ и $h(I)$, $f(I)$ и $W(I)$, которые приведены на рис. 1. Из рисунка видно, что

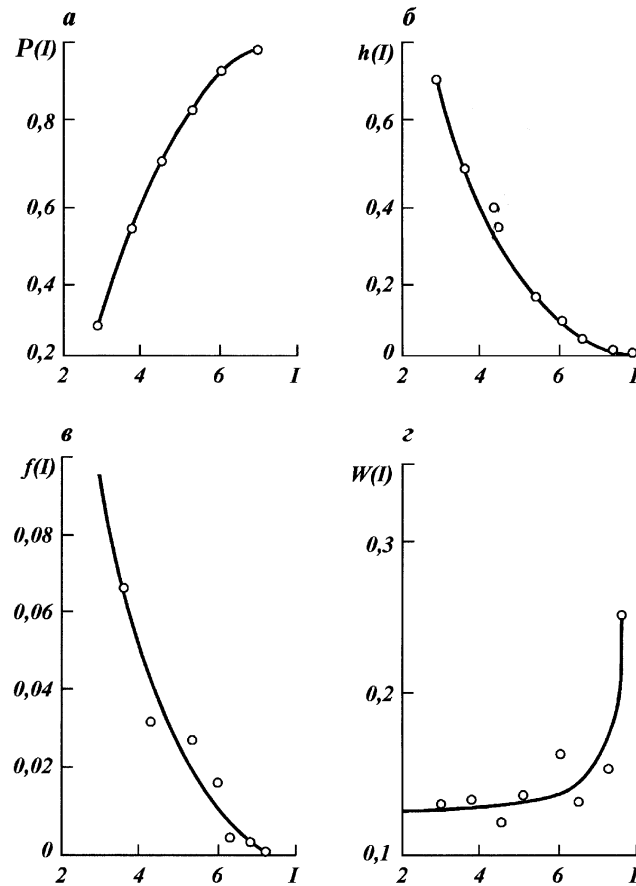


Рис. 1. Зависимость от информативности параметров:

a — вероятности установления типа прихвата бурильной колонны; $б$ — вероятности невозможности установления типа прихвата бурильной колонны; $в$ — частоты определения типа прихвата бурильной колонны; $г$ — интенсивности распознавания типа прихвата бурильной колонны

точки кривых имеют некоторый разброс вследствие конечных значений промежутков ΔI_k , ограниченного числа данных и их дискретности.

Зависимости $P(I)$ и $h(I)$ показывают, что с увеличением информативности комплекса используемых параметров вероятность правильной оценки возрастает. Если диагностике поддаются все рассматриваемые объекты, то вероятность распознавания приближается к единице при использовании наибольшего комплекса параметров.

На рис. 1, в представлена зависимость частоты определения состояний от информативности используемых параметров, из которой следует, что на начальном участке частота определения высока. Это объясняется наличием большого числа технологических объектов с явно выраженными признаками типа прихвата. Далее частота определения состояний уменьшается. Это связано с уменьшением общего числа рассматриваемых реализаций.

Зависимость интенсивности классификации состояний от информативности комплекса используемых параметров показана на рис. 1, г.

Как следует из рассматриваемой зависимости, интенсивность классификации состояний при увеличении информативности комплекса параметров на 70 % практически не изменяется, а затем резко возрастает, что объясняется уменьшением числа оставшихся реализаций оценки состояний из рассматриваемых.

Расчеты для других случаев распознавания состояний технологических объектов также показали, что интенсивность классификаций практически не изменяется при увеличении информативности, а значит, используемого комплекса параметров. Отсюда следует вывод, что если исключить из рассмотрения случаи, не требующие распознавания состояний объектов, а также учесть, что условия бурения и режимы бурения в рассматриваемых совокупностях, как правило, близки к стационарным, то интенсивность классификаций может быть принята практически постоянной величиной и использоваться в расчетах.

Для различных случаев установления состояний технологических объектов при бурении скважин на основании статистических данных определяются интенсивности классификаций и составляются каталоги на них.

Закон распределения случайных величин определяет связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями. Если известна функция

распределения случайной величины и ее параметры, то случайная величина полностью определена.

Поэтому при исследованиях случайных величин стремятся найти функцию их распределений.

Подобным образом поступили, например, при исследованиях надежности технических средств, когда на основании данных об отказах технических средств определяли случайную величину — время наработки на отказ, а затем находили распределение ее значений, т.е. устанавливали зависимость между возможными значениями времени наработки на отказ и соответствующими им вероятностями.

Это позволило разработать требования к надежности создаваемых технических средств, определить пути выполнения этих требований, оценить фактическую надежность технических средств.

Определение вида (закона) распределения значений информативностей технологических параметров, т.е. значений информативностей комплекса технологических параметров, которые позволяют с заданной вероятностью устанавливать состояние технологического процесса, проводится впервые.

Обработку промысловых данных для установления закона распределения информативностей признаков, характеризующих технологический объект, производят в такой последовательности: по статистическим данным строят эмпирическую кривую; выдвигают гипотезу о функции плотности исследуемой случайной величины, исходя из физической сущности процессов, вида экспериментальной кривой и технологических факторов, влияющих на ее вид; вычисляют параметры эмпирического распределения; эмпирическую кривую выравнивают по теоретической кривой; сравнивают по критерию χ^2 эмпирическую и теоретическую кривые и определяют функцию, дающую наилучшее согласование.

Для определения вида и характеристик распределения информативностей технологических параметров при установлении состояний технологических процессов были обработаны промысловые материалы о результатах бурения скважин в различных нефтедобывающих производственных объединениях.

Рассмотрим примеры определения вида распределения информативностей технологических параметров при установлении типа прихвата бурильной колонны в скважинах при ремонте обсадной колонны путем повторного цементирования скважин и др.

Пример 1. Для определения вида и характеристик распределения информативностей технологических параметров в 36 случаях установления типа прихвата бурильной колонны при бурении скважин в б. объединении "Белоруснефть" были обработаны промысловые данные.

Технологические параметры, использованные при установлении одного из трех типов прихвата бурильной колонны, имеют следующие значения информативностей, вычисленные по формуле (2.16): глубина скважины ($I_1 = 0,13$), глубина нахождения долота в момент прихвата ($I_2 = 0,2$), тип породы ($I_3 = 1,4$), пластовое давление ($I_4 = 0,4$), разность пластового и гидростатического давлений ($I_5 = 0,23$), плотность ($I_6 = 0,47$), условная вязкость ($I_7 = 0,33$), статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин ($I_8 = 0,36$, $I_9 = 0,23$), показатель фильтрации бурового раствора ($I_{10} = 1,4$), вид работ ($I_{11} = 0,96$), длина утяжеленной бурильной колонны ($I_{12} = 0,05$), зазор между стенками скважины и бурильной колонны ($I_{13} = 0,67$), угол искривления скважины в момент прихвата ($I_{14} = 0,1$), температура в зоне прихвата ($I_{15} = 0,04$), количество нефти в буровом растворе ($I_{16} = 1,12$), количество понизителя вязкости в буровом растворе ($I_{17} = 0,75$).

Установление типа прихвата бурильной колонны при использовании указанных параметров осуществлялось в 3-х случаях при использовании технологических параметров с суммарной информативностью 1,4, в 12 случаях — с суммарной информативностью 2,8, в 5 случаях — 4, в 5 случаях — с суммарной информативностью 4,9, в 3 случаях — с суммарной информативностью 6,3 и т.д.

Данные о количестве актов установления типа прихвата бурильной колонны и суммарной информативности используемых при этом технологических параметров приведены ниже.

n_i	3	12	5	5	3	1	1	2
I	1,4	2,8	3,9	4,9	6,3	7,2	7,6	8,4

Анализ приведенных данных позволяет выдвинуть гипотезу о том, что при установлении типа прихвата бурильной колонны значения суммарной информативности используемых технологических параметров имеют усеченное гамма-

распределение с коэффициентами $m = 1,5$ и $I = \frac{1}{2}$.

Плотность гамма-распределения информативностей технологических параметров при установлении типа прихвата бурильной колонны определяется формулой

$$Y(I) = \frac{0,35I^{0,5}e^{-0,5I}}{\Gamma(1,5)\Gamma_{1,9}(1,5)}. \quad (2.35)$$

В табл. 2.7 сведены теоретические значения вероятностей установления типа прихвата бурильной колонны для интервалов ΔI .

Из данных табл. 2.7 следует, что величина информативности технологических параметров, при которой происходило установление типа прихвата бурильной колонны, изменяется в диапазоне от 1,4 до 8,4.

Интервал квантования равен 1.

Для указанных данных составлен статистический ряд (см. табл. 2.7).

Для проверки согласованности выбранного теоретического распределения со статистическими данными определены значения критерия χ^2 для каждого интервала статистического ряда, величина суммы которых равна $\chi_0^2 = \sum_1^7 \chi_i^2 = 1,42$.

По значениям χ_0^2 и числу степеней свободы $r = l - s = 5$ по таблице [31] определяется доверительная вероятность $v = 0,92$.

Следовательно, гипотеза о том, что информативность технологических параметров, используемых при установлении типа прихвата бурильной колонны, имеет усеченное гамма-распределение, может быть принята.

Пример 2. По промысловым материалам о 89 прихватах колонны при бурении скважин на Сахалине определено распределение значений информативности технологических параметров типов прихватов.

В состав технологических параметров, информативность которых была вычислена по формуле (2.16), входили: глубина

Т а б л и ц а 2.7

Интервал информативностей ΔI	Статистическое количество классификаций n_c^*	Теоретическое значение вероятности P_i	Теоретическое количество классификаций p_i	Значения критерия χ_i^2
2 – 3	12	0,25	9	1
3,1 – 4	5	0,16	6	0,17
4,1 – 5	5	0,11	4	0,25
5,1 – 6	3	0,08	3	0
6,1 – 7	2	0,05	2	0
7,1 – 8	1	0,03	1	0
8,1 – 9	1	0,03	1	0

скважины ($I_1 = 0,4$), глубина нахождения долота в момент прихвата ($I_2 = 0,76$), тип породы ($I_3 = 0,3$), пластовое давление ($I_4 = 0,7$), разность пластового и гидростатического давлений ($I_5 = 0,8$), плотность ($I_6 = 0,4$), условная вязкость ($I_7 = 0,2$), статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин ($I_8 = 0,19$, $I_9 = 0,47$), показатель фильтрации бурового раствора ($I_{10} = 0,02$), вид работ ($I_{11} = 0,9$), длина утяжеленной бурильной колонны ($I_{12} = 0,14$), зазор между стенками скважины и бурильной колонной ($I_{13} = 0,09$), угол искривления скважины в месте прихвата ($I_{14} = 0,14$), температура в зоне прихвата ($I_{15} = 0,9$), количество нефти в буровом растворе ($I_{16} = 0,1$), количество химреагентов, понижающих вязкость бурового раствора ($I_{17} = 0,3$), количество химреагентов, понижающих водоотдачу бурового раствора ($I_{18} = 0,18$), количество ингибитора в буровом растворе ($I_{19} = 3,18$), количество смазочных добавок в буровом растворе ($I_{20} = 1,5$).

Установление типа прихвата бурильной колонны при использовании указанных параметров осуществлялось в 28 случаях при использовании технологических параметров с суммарной информативностью 5,63, в 14 случаях — с суммарной информативностью 6,5, в 18 случаях — с суммарной информативностью 7,32, в 13 случаях — с суммарной информативностью 8,1, в 6 случаях — с суммарной информативностью 8,8 и т.д.

Данные о числе актов установлений типов прихватов бурильной колонны и суммарной информативности используемого при этом комплекса технологических параметров приведены ниже.

n_i	28	14	18	13	6	4	1	1	1	3
I_i	5,63	6,5	7,3	8,1	8,78	9,2	9,6	10	10,6	11,4

Анализ приведенных данных позволят выдвинуть гипотезу о том, что при установлении типов прихватов бурильной колонны значения суммарной информативности используемого комплекса технологических параметров имеет усеченное гамма-распределение с коэффициентами $m = 3$ и $\lambda = \frac{1}{2}$.

Плотность гамма-распределения определяется формулой

$$Y(I) = \frac{0,22I^{0,5}e^{-0,5I}}{\Gamma(3)}, \quad (2.36)$$

где $\Gamma(3)$ — гамма-функция.

Таблица 2.8

Статистический ряд

Интервалы информативностей ΔI	Статистическое количество классификаций n_c^*	Теоретическое значение вероятностей P_i	Теоретическое количество классификаций n_i	Значение критерия χ_i^2
4,9 – 6	28	0,247	22	1,64
6,1 – 7	14	0,18	16	0,25
7,1 – 8	18	0,146	13	0,69
8,1 – 9	13	0,112	10	0,9
9,1 – 10	11	0,084	8	1,13
10,1 – 11	5	0,078	7	0,57

Определены и сведены в табл. 2.8 теоретические значения вероятностей установления типа прихвата бурильной колонны для интервалов ΔI .

Из табл. 2.8 следует, что величина информативности комплекса технологических параметров, при которой осуществлялось установление типа прихвата бурильной колонны, — случайная, с диапазоном изменения от 4,9 до 11. Интервал квантования составляет 1.

Для указанных данных составлен статистический ряд (см. табл. 2.8).

Для проверки согласованности выбранного теоретического распределения со статистическими данными определены значения χ^2 — меры расхождения между теоретическими и статистическими значениями числа установлений типа прихвата бурильных колонн и суммарное их значение $\chi_0^2 = 5,18$.

По значению χ_0^2 и числу степеней свободы $r = l - s = 4$ по таблице [31] определяется доверительная вероятность $v = 0,23$. Так как вероятность достаточно велика, то гипотеза о том, что значения информативностей комплекса технологических параметров, используемого при установлении типа прихвата бурильной колонны, имеют усеченное гамма-распределение, может быть принята.

Таким образом, распределение информативностей технологических параметров бурения скважин, используемых для установления устойчивости их стенок, согласуется с гамма-распределением.

Авторами проведены исследования распределения информативностей технологических параметров, полученных при бурении нефтяных и газовых скважин на Северном Кавказе, Украине и в других регионах.

Результаты всех проведенных исследований показали, что основным законом распределения информативностей технологических параметров скважин при установлении типа прихвата инструмента, устойчивости приствольной зоны и др., в различных нефтедобывающих объединениях является гамма-распределение.

Этот вывод основополагающий, и он послужил основой для разработки вероятностно-статистического метода обоснования комплекса контролируемых параметров бурения скважин в осложненных условиях.

Сущность вероятностно-статистического метода определения комплекса контролируемых параметров технологических процессов при бурении скважин в осложненных условиях заключается в следующем: для заданной вероятности установления состояния скважины при бурении в осложненных условиях по распределению информативностей параметров находят значение суммарной информативности параметров.

По значениям суммарной информативности и информативностей конкретных технологических параметров определяют комплекс технологических параметров, контроль которых обеспечивает с заданной вероятностью установление состояний технологических процессов при бурении скважин.

Последовательность расчета комплекса параметров следующая:

- устанавливают совокупность возможных состояний, подлежащих распознаванию;
- выбирают метод распознавания;
- устанавливают порядок расчета комплекса параметров;
- составляют таблицу информативностей параметров;
- на ее основании вычисляют значения информационных характеристик.

По суммарной информативности определяют виды и число контролируемых параметров технологического объекта управления.

Рассмотрим примеры определения комплекса контролируемых параметров.

Пример 3. Воспользуемся исходными данными, приведенными в примере 1. В упомянутом примере рассматриваются прихваты бурильной колонны. В качестве метода распознавания использована последовательная диагностическая процедура. Определены информативности параметров, используемых для оценки типа прихвата, и зависимость вероятностей установления типа прихвата от информативности параметров (формула 2.35). Результаты вычисления по формуле (2.35) по-

казывают, что для вероятности установления типа прихвата, равной 0,95, суммарная информативность параметров составляет 7. При вычислениях использованы таблицы [31] при условии, что $k = 2n = 5,6$, $\lambda = 0,65$.

Следовательно, для установления типа прихвата бурильной колонны с указанной вероятностью достаточно определить параметры, суммарная информативность которых не превышает 7. К таким параметрам могут быть отнесены: тип породы, водоотдача бурового раствора, пластовое давление, глубина нахождения долота, температура в зоне прихвата, плотность бурового раствора, вид работ, статическое напряжение сдвига бурового раствора через 1 мин, зазор между стенками скважины и колонной, статическое напряжение сдвига через 10 мин, число понизителей водоотдачи в буровом растворе, количество нефти в буровом растворе.

Пример 4. Воспользуемся исходными данными по установлению устойчивости приствольной зоны при бурении скважин на Сахалине (пример 2).

В качестве метода распознавания использована последовательная диагностическая процедура. Определены информативности параметров, используемых для оценки устойчивости стенок скважин, и зависимость вероятностей установления типа прихвата от информативности параметров.

Значение случайной величины — суммарной информативности технологических параметров, соответствующей заданной вероятности установления состояний устойчивости стенок скважины, определяется по табл. 11 [31] в связи с тем, что гамма-распределение является частным случаем хи-квадрат-распределения при условии $k = 2n$.

Для вероятности установления состояния устойчивости стенок скважины, равной 0,9, при числе степеней свободы $k = 2n = 4,6$ значение суммарной информативности параметров равно 8.

Следовательно, для установления устойчивости стенок скважин с вероятностью 0,9 достаточно контролировать параметры, суммарная информативность которых не превышает 8. К таким параметрам относятся количество смазочных добавок в буровом растворе, количество ингибитора в буровом растворе, глубина нахождения долота в момент прихвата, тип породы, пластовое давление, разность пластового и гидростатического давлений, вид работ, статическое напряжение сдвига, количество нефти в буровом растворе, температура в зоне прихвата, угол искривления скважины в зоне прихвата.

Следует учитывать, что вследствие различного влияния геолого-технологических факторов при бурении скважин в различных регионах одинаковые параметры могут отличаться по информативности.

Для определения комплекса контролируемых параметров, необходимых для оценки состояний технологических процессов при бурении скважин, требуется знать зависимости информативностей технологических параметров от конкретных условий бурения скважины (геологических, технологических, геофизических и др.) и их возможных состояний. Однако указанные зависимости для большинства технологических параметров еще не получены, поэтому предлагается расчеты комплекса контролируемых параметров проводить при допущении, что все однотипные признаки для решения однородных задач по оценке состояния технологического объекта имеют одинаковую информативность и интенсивность распознавания, равные их среднестатистическим значениям, независимо от условий работы технологического объекта управления.

Аналогичным образом могут быть определены комплексы контролируемых параметров для всех технологических процессов бурения скважин.

Глава 3

ДОСТОВЕРНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ

3.1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ДОСТОВЕРНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ

Современные процессы бурения скважин характеризуются значительным повышением производительности используемых технических средств, применением более качественных материалов, жесткими нормами на допуски технологических параметров и возросшими требованиями к точности их измерений и поддержанию в заданных пределах.

Эффективность управления многопараметрическими объектами бурения скважин зависит от достоверности результатов контроля технологических параметров.

Под достоверностью понимают степень приближения результатов контроля технологических параметров к их истинному значению.

Согласно [33] возможны следующие события при измерении величины x контрольным прибором:

H_{xy} — значения x и результат измерения y находятся в границах поля допуска;

$H_{\bar{x}\bar{y}}$ — величины x и y находятся вне границ поля допуска;

$H_{x\bar{y}}$ — действительное значение величины x находится в границах поля допуска, а результат измерения y — вне границ поля допуска;

$H_{\bar{x}y}$ — действительное значение x находится вне границ поля допуска, а результат измерения y — в границах поля допуска. Эти события несовместимы и составляют группу событий с суммарной вероятностью появления, равной единице:

$$P(H_{xy}) + P(H_{\bar{x}\bar{y}}) + P(H_{x\bar{y}}) + P(H_{\bar{x}y}) = 1. \quad (3.1)$$

Решения по событиям H_{xy} и $H_{\bar{x}\bar{y}}$ правильны, а по событиям $H_{x\bar{y}}$ и $H_{\bar{x}y}$ — ошибочны.

В теории статистических решений указанные неправильные оценки состояний и изучаемых объектов называют соответственно ошибками первого α и второго β рода.

Ошибки первого рода определяются вероятностью отнесения значений параметров, находящихся в пределах допуска, к значениям, находящимся за границами поля допуска.

Ошибки второго рода определяются вероятностью отнесения значений параметров, находящихся за допустимыми пределами, к области допустимых значений.

Вероятность этих ошибок — мера недоверности оценки состояния технологического объекта управления.

Очевидно, что величиной, обратной недоверности, является вероятность правильной оценки состояния объекта, т.е. достоверность полученных результатов.

Достоверность — основной обобщенный критерий качества результатов контроля, зависящий от многих факторов погрешности измерений, величины допусков на технологические параметры, вида закона и параметров распределений контролируемых величин.

Уменьшение влияния погрешностей измерений на результаты контроля параметров технологического процесса всегда целесообразно, так как при больших погрешностях измерений увеличивается неопределенность оценки состояния технологического объекта, что может привести к неправильным управляющим воздействиям на объект, ухудшению их функциональных показателей, большим технико-экономическим потерям.

Однако завышенные требования к точности средств измерений приводят к их усложнению, уменьшению надежности, увеличению габаритов и массы, а также росту трудозатрат на измерения; кроме того, требуется высокая квалификация обслуживающего персонала.

Возможности создания и изготовления высокоточных средств измерений ограничиваются современным уровнем развития техники.

В ОСТ 39-044—82, разработанном на основе и в развитие ГОСТ 15.001—83 и ГОСТ 8.001—81, отмечается (п. 3.3.3.1, с. 6): "В подразделе "Показатели назначения" указываются основные метрологические и технические параметры: диапазон измерений, точность (пределы допускаемых погрешностей), чувствительность, цена деления, входные и выходные параметры, параметры источника питания, габаритные размеры и масса средств измерений".

Комплекс нормируемых метрологических характеристик

указывается согласно ГОСТ 8.009–82 и устанавливается разработчиком исходя из назначения средств измерений и условий его применения.

Числовые значения метрологических характеристик должны выбираться из рядов, установленных стандартами, техническими требованиями на средство измерений данного типа, стандартами на базовые показатели качества, рекомендациями международных организаций.

Следовательно, ОСТ 39-044–82, а также ГОСТ 15.001–83 и ГОСТ 8.001–81 не дают конкретных указаний относительно установления для средств измерений комплекса нормируемых метрологических характеристик и их числовых значений.

При создании средств измерений и контроле параметров технологических объектов возникают вопросы: как устанавливать комплекс и числовые значения нормируемых метрологических характеристик на разрабатываемые средства измерений, как выбирать средства измерения для контроля параметров конкретного технологического процесса при бурении скважин, удовлетворяют ли существующие технические средства требованиям технологии бурения скважин, а если нет, то какие новые измерительные средства следует разрабатывать.

Обычно при обосновании необходимости разработки или совершенствования измерительных средств ссылаются на технологические требования, однако четких определений технологических требований к точности измерений не приводят.

Собранные авторами данные о допустимых погрешностях измерений технологических параметров бурения скважин (например, бурового раствора) и их обработка дали большую дисперсию, что отражает существующие противоречия во мнениях буровиков-технологов по данному вопросу и указывает на разнообразие геолого-технических условий бурения скважин.

В работе [33] отмечается: "Значительно менее разработан вопрос о взаимосвязях критериев качества контроля с метрологическими характеристиками методов и средств контроля".

Задача обоснованного назначения метрологических характеристик средств измерений имеет важное значение, так как при разработке измерительных приборов, их производстве и эксплуатации требуются большие затраты времени и средств на достижение и поддержание заданных метрологических характеристик.

Для решения указанной задачи проведено исследование зависимости вероятностей ошибок контроля от точности измерений при различных допусках и законах распределений контролируемых величин и погрешностей измерений.

Создание необходимых предпосылок для установления допустимой точности контроля параметров, достаточной для решения технологических задач в бурении скважин, является важной задачей, решение которой позволит обосновать метрологические характеристики разрабатываемых средств измерений.

Решением задачи выбора точности средств измерений для контроля параметров занимались Н.А. Бородачев, А.В. Михайлов, Н.Н. Марков, П.А. Сацердотов и др.

Н.А. Бородачев указывал, что вероятность ошибок первого рода α при известных значениях поля допуска технологического параметра $b - a$, законов распределения погрешностей измерений $f(\xi)$ и технологических параметров $f(x)$ и определяется по формуле

$$\begin{aligned}\alpha &= \int_0^{\infty} \int_{b-\xi}^b f(x) dx |f(\xi) d\xi + \int_0^a \int_{a-\xi}^a f(x) dx |f(\xi) d\xi = \\ &= \int_0^{b-a} \int_{b-\xi}^0 f(x) dx |f(\xi) d\xi + \int_0^a \int_{(b-a)}^{a-\xi} f(x) dx |f(\xi) d\xi.\end{aligned}\quad (3.2)$$

Формула для определения вероятности ошибок второго рода имеет аналогичный вид:

$$\begin{aligned}\beta &= \int_0^{\infty} \int_{a-\xi}^a f(x) dx |f(\xi) d\xi + \int_{-\infty}^0 \int_b^{b-\xi} f(x) dx |f(\xi) d\xi = \\ &= \int_0^{b-a} \int_{a-\xi}^a f(x) dx |f(\xi) d\xi + \int_{-(b-a)}^0 \int_b^{-b-\xi} f(x) dx |f(\xi) d\xi.\end{aligned}\quad (3.3)$$

Значения вероятностей ошибок первого и второго рода зависят от величины поля допуска 2δ , характеристик распределения значений параметра и погрешности измерительных средств.

Двойные интегралы вида (3.2), (3.3) не выражаются через известные элементарные функции. Вычисления их представляют значительные трудности. Однако в силу важности результатов расчетов для контроля технологических параметров неоднократно предпринимались попытки вычислить указанные интегралы посредством интегрирования степенного ряда.

Н.А. Бородачевым рассчитаны вероятности ошибок первого и второго рода при распределении контролируемых величин и погрешностей измерений по нормальным законам.

Н.Н. Марковым и П.А. Сацердотовым, В.П. Коротковым и Б.А. Тайцем были рассчитаны вероятности ошибок первого и второго рода для случаев, когда распределение контролируемых параметров подчиняется нормальному закону, а распределение погрешностей измерения — закону равной вероятности.

Анализ проведен при значениях погрешностей измерений, не превышающих 15 % контролируемого допуска, т.е. для узкой области значений вероятностей ошибок контроля (0,02—0,03). Поэтому полученные результаты не нашли практического применения при обосновании допустимых погрешностей измерений параметров бурения скважин.

Необходимо было по-новому подойти к решению задачи обоснования допустимых погрешностей измерений при контроле технологических параметров: определить характер зависимости между контролируемыми величинами и вероятностями их реализации, определить законы распределения погрешностей измерительных средств, вывести формулы для определения вероятностей ошибок первого и второго рода для всех встречающихся статистических распределений контролируемых параметров и погрешностей измерений и при практически любых соотношениях допусков на технологические параметры и среднеквадратичных отклонений этих параметров; провести вычисления вероятностей ошибок первого и второго рода.

3.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ СЛУЧАЙНЫХ ОТКЛОНЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Случайные отклонения параметров технологических процессов от заданных значений при бурении скважин неизбежны и зависят от воздействия многих изменяющихся во времени или по глубине факторов: геофизических условий бурения скважин (свойств горных пород, флюидов, температуры, давлений и др.), характеристик применяемого оборудования и инструмента, свойств используемых буровых растворов и материалов, режимов работы оборудования и др.

Для повышения эффективности контроля параметров технологических процессов бурения скважин, а следовательно, увеличения их точности, особенно при бурении глубоких

скважин и скважин в осложненных условиях, необходимо определить характер статистических зависимостей между значениями технологических параметров и вероятностями их реализаций при бурении скважин.

В отрасли накоплен большой массив данных о технологических процессах бурения скважин, включающий данные о параметрах режимов углубления скважин, буровых растворах и промывки скважин и др.

Теоретическое обобщение опыта бурения нефтяных и газовых скважин на базе имеющейся информации об отдельных технологических процессах и их совокупности позволит оценить достигнутый уровень точности установления и поддержания технологических параметров при бурении скважин. Для этого необходимо исследовать статистические характеристики случайных отклонений от заданных значений (погрешностей) параметров технологических процессов.

Авторами проанализирован большой объем данных об изменениях таких параметров, как нагрузка на долоте, крутящий момент на роторе, частота вращения ротора, скорость проходки, давление нагнетания бурового раствора.

Рассмотрим некоторые наиболее характерные результаты статистического анализа случайных отклонений (производственных погрешностей) технологического процесса бурения скважин.

При изучении случайных отклонений технологических параметров от заданных значений необходимо учитывать, сохранились ли условия бурения скважины постоянными, т.е. рассматриваются случайные отклонения для одного интервала бурения с постоянными геолого-технологическими условиями или общая масса данных, суммирующая данные об определенных группах, полученные при бурении интервалов с различными геолого-технологическими условиями.

Рассмотрим на конкретных примерах распределение случайных отклонений технологических параметров при бурении интервалов с практически одинаковыми условиями.

При этом считается, что производственные технологические погрешности составлены из частных погрешностей, являющихся следствием воздействия различных случайных и систематических независимых и равнозначных факторов, число которых постоянно на заданном интервале бурения.

При статистическом анализе точности технологического процесса сопоставляют "поле рассеяния" каждого контролируемого параметра с заданными в проекте на строительство

скважины допустимыми границами изменения соответствующего параметра.

Поэтому необходимо определить вид характеристик статистических распределений параметров технологических процессов при бурении скважин и поля рассеивания значений этих параметров. Количество необходимых исходных данных определяется по формуле [31]

$$n \geq \frac{z_{\alpha}^2}{q_v^2}, \quad (3.4)$$

где $q = \frac{\Delta v}{\sigma}$ — предельная ошибка оценки параметра v , выраженная в долях σ .

При величине надежности $\alpha = 0,95$ и $q_v = 0,3$ по табл. 11 [31] находят $z_{\alpha} = 1,95$. По указанной формуле необходимое количество данных должно быть не менее

$$n \geq \frac{z_{\alpha}^2}{q_v^2} = \frac{1,96^2}{0,3} = 42.$$

Эти данные собирают либо подряд за определенный промежуток времени при практически неизменных производственных условиях, либо за разные промежутки времени при несколько различных условиях бурения, если среднее значение и рассеивание величин параметров более или менее одинаковы. Во втором случае результат анализа будет менее определенным, чем при первом способе сбора исходных данных.

При дискретизации непрерывных записей технологических параметров исходили из реальных возможностей считывания их значений. Считалось, что производственные погрешности и погрешности измерений и регистрации технологических параметров суммируются.

Пример 1. Вес бурильной колонны в скважине измеряют по усилию натяжения неподвижного конца талевого каната с помощью различных устройств: гидравлического индикатора веса типа ГИВ-6, гидравлического измерителя нагрузки типа ГИВ-М или преобразователя усилий комплекса СКУБ.

Неподвижный конец талевого каната, изогнутый между роликами датчика, при увеличении нагрузки, действующей на крюк буровой установки, стремится выпрямиться и давит на чувствительный элемент датчика, преобразующего усилие в пропорциональный сигнал, который передается на показывающий и регистрирующий приборы.

Предусмотрена установка "нуля" нагрузки на долото, когда оно находится над забоем и на крюк действует полный вес буровой колонны, погруженной в буровой раствор. Нагрузку на долото определяют при сопоставимых условиях как разницу между весом буровой колонны, когда инструмент чуть приподнят над забоем, и весом ее во время бурения при циркуляции бурового раствора.

В процессе бурения скважин нагрузка на долото изменяется; характер ее изменения зависит от многих причин.

Для обоснования допустимой погрешности измерений при контроле нагрузки на забой (долото) необходимо определить статистическое распределение значений этой нагрузки.

Для того чтобы обосновать общность полученных в результате статистической обработки данных законов распределения случайных отклонений контролируемых параметров бурения скважин, авторами был использован метод индукции: от частного к общему.

Рассмотрим результаты статистических обработок данных о случайных отклонениях технологических параметров, полученные при бурении скважин в объединении "Грознефть".

В табл. 3.1 приведены данные об изменении нагрузки на долото при автоматической подаче долота, полученные при бурении скв. 43 Старогрозненского УБР объединения "Грознефть".

Характер изменения указанных данных позволяет предположить, что отклонения нагрузок на долото имеют равномерное распределение, плотность которого определяется функцией

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{b-a}, & a \leq x \leq b, \\ 0, & x < a, x > b, \end{cases} \quad (3.5)$$

где a и b — граничные значения переменной.

По данным табл. 3.1 вычисляют

$$\frac{1}{b-a} = \frac{1}{140-20} = 0,0083 \text{ 1/кН.}$$

Тогда плотность распределения нагрузки на долото будет иметь вид

$$f(x) = 0,0083 \text{ 1/кН.}$$

Эмпирическая плотность распределения вычислена по формуле

Таблица 3.1

Распределение случайных отклонений нагрузки на долото

Интервал нагрузки, кН	Середина интервала, кН	Частота m	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
20–40	30	6	0,138	0,0065	0,0083
41–60	50	11	0,19	0,0095	0,0083
61–80	70	7	0,014	0,0085	0,0083
81–100	90	6	0,11	0,0055	0,0083
101–120	110	11	0,20	0,01	0,0083
121–140	130	10	0,19	0,0095	0,0083

$$P = \frac{r}{nh}, \quad (3.6)$$

где n — общее число значений нагрузки на долото; h — длина интервала.

Критерий Пирсона χ^2 вычисляют по [31]:

$$\chi^2 = 4,07.$$

Учитывая, что равномерное распределение описывается одним параметром, а число интервалов, на которые разбит диапазон изменения параметра, равно 6, находят [31]:

$$r = 4.$$

По приложению 1 [31] для $r = 4$ определяют вероятность $P = 0,35$, что превышает допустимую (0,05). Следовательно, статистическое распределение нагрузки на долото при бурении скважины равномерное.

Пример 2. Крутящий момент на роторе буровой установки при бурении скважины характеризует состояние оборудования привода ротора породоразрушающего инструмента, бурильной колонны, а также устойчивость стенок скважины.

В процессе бурения скважин крутящий момент на роторе из-за влияния различных факторов изменяется непрерывно, совершая колебания в определенном диапазоне значений. В качестве примера в табл. 3.2 приведены данные об изменении крутящего момента на роторе, полученные при бурении скв. 100 на площади Возейская (Коми).

Эти данные зарегистрированы с помощью станции фирмы "Дрессер Магкобар" (США) типа "Дата ЮНИТ", в которой в качестве преобразователя крутящего момента использован гидроэлектрический преобразователь.

Интервал глубины бурения 3150–3300 м.

Таблица 3.2

Распределение случайных отклонений крутящего момента на роторе

Интервал нагрузки, кНм	Середина интервала, кНм	Частота m	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
12–12	11,5	13	0,09	0,09	0,143
12–13	12,5	24	0,16	0,16	0,143
13–14	13,5	24	0,16	0,16	0,143
14–15	14,5	24	0,16	0,16	0,143
15–16	15,5	24	0,16	0,16	0,143
16–17	16,5	24	0,16	0,16	0,143
17–18	17,5	12	0,08	0,83	0,143

Характер изменения данных, приведенных в табл. 3.2, позволяет предположить, что значения крутящего момента на роторе при бурении скважин и вероятности их реализации распределены равномерно.

По данным таблицы вычисляют

$$\frac{1}{b-a} = \frac{1}{18-11} = 0,143 \text{ 1/кНм.}$$

Эмпирическая плотность распределения определена по формуле (3.6) и представлена в табл. 3.2.

Критерий Пирсона вычислен по формуле [31]

$$\chi^2 = 7,9.$$

Учитывая, что равномерное распределение описывается одним параметром, а число интервалов, на которые разбит диапазон изменения параметра, равно 7, находят [31]:

$$r = 5.$$

По приложению 1 [31] для $r = 5$ определяют вероятность $P = 0,3$, что превышает допустимую (0,05). Следовательно, распределение значений крутящего момента на роторе – равномерное.

Были проанализированы данные об изменении момента на роторе при бурении скважин в объединениях "Укрнефть", "Грознефть", "Краснодарнефтегаз". Результаты анализа показали, что случайные отклонения моментов на роторе при бурении скважин имеют равномерное распределение.

Пример 3. Объем бурового раствора в приемной емкости определяют косвенным способом – по результатам измерения уровня.

Изменение уровня бурового раствора в приемной емкости характеризует изменение расхода бурового раствора на входе в скважину и выходе из нее.

Для обоснования допустимой погрешности измерений при контроле уровня бурового раствора в приемной емкости необходимо определить статистическую зависимость между уровнем бурового раствора в приемной емкости и вероятностями реализаций его значений при бурении и промывке скважин.

Было проанализировано большое число данных об изменении уровня бурового раствора в приемных емкостях при бурении скважин в производственных объединениях южных регионов страны.

Отклонение уровня от установившегося значения при нормальном ходе технологических процессов бурения, промывке скважин обычно невелико. Лишь при поглощениях бурового раствора или флюидопроявлениях наблюдается закономерное изменение уровня бурового раствора в приемной емкости.

В табл. 3.3 приведены в качестве примера результаты статистической обработки данных о случайном изменении уровня бурового раствора в приемной емкости при бурении скв. 125 Горячеводского УБР объединения "Грознефть".

Характер изменения данных, приведенных в табл. 3.3, позволяет предположить, что зависимость между значениями уровня бурового раствора в приемной емкости и вероятностями реализации этих значений — равномерная.

По данным табл. 3.3 вычисляют

$$\frac{1}{b-d} = \frac{1}{8,4} = 0,119 \text{ 1/см.}$$

Т а б л и ц а 3.3

Распределение случайных отклонений уровня бурового раствора в приемной емкости

Интервал уровня, см	Середина интервала, см	Частота <i>m</i>	Частость	Плотность распределения	
				эмпири- ческая	теорети- ческая
110—111,4	110,7	6	0,10	0,071	0,119
111,4—112,8	112,1	10	0,16	0,114	0,119
112,8—114,2	113,5	11	0,183	0,130	0,119
114,2—115,6	114,9	15	0,25	0,178	0,119
115,6—117,0	116,5	10	0,16	0,114	0,119
117,0—118,4	117,7	8	0,133	0,095	0,119

Критерий Пирсона вычислен по [3]:

$$\chi^2 = 4,1.$$

Число интервалов, на которое разбит диапазон изменения уровня бурового раствора в приемной емкости, равно 6. Для равномерного распределения по [31] находят:

$$r = 4.$$

По приложению 1 [31] для $r = 4$ определяют вероятность $P = 0,3$, т.е. найденная вероятность больше допустимой, равной 0,05.

Следовательно, статистическое распределение отклонений уровня бурового раствора в приемной емкости — равномерное.

Пример 4. При бурении скважин давление нагнетания бурового раствора (давления на стоянке) отклоняется от заданного значения. Для обоснования допустимой погрешности измерения при контроле давления нагнетания бурового раствора необходимо определить статистическую зависимость между значениями давления и вероятностями их реализаций при бурении скважин.

В качестве примера в табл. 3.4 приведены данные об изменении давления на выкиде насосов (на стояке), полученные при бурении скв. 7 на площади Сходница (Украина).

Анализ данных, приведенных в табл. 3.4, позволяет предположить, что значения давления нагнетания бурового раствора имеют равномерное распределение.

По таблице вычисляют

$$f(x) = \sum_{i=1}^2 P f_i(x, a_i, \sigma_i),$$

где $f_1(x_1, a_1, \sigma_1)$, $f_2(x_2, a_2, \sigma_2)$ — плотность нормальных распреде-

Т а б л и ц а 3.4

Распределение случайных отклонений давления нагнетания бурового раствора

Интервал давления, МПа	Середина интервала, МПа	Частота m	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
12,2—12,4	12,3	14	0,16	0,8	0,714
12,4—12,6	12,5	10	0,11	0,57	0,714
12,6—12,8	12,7	10	0,11	0,57	0,714
12,8—13,0	12,9	15	0,17	0,85	0,714
13,0—13,2	13,1	16	0,18	0,91	0,714
13,2—13,4	13,3	11	0,125	0,62	0,714
13,4—13,6	13,5	12	0,136	0,68	0,714

лений для соответствующих вершин; P_1, P_2 — вероятность принадлежности значений плотности к соответствующим распределениям; $a_1, a_2, \sigma_1, \sigma_2$ — средние значения и среднеквадратические отклонения от среднего значения соответствующего распределения.

В общем случае всю кривую распределения разбивают на участки и для каждого участка находят аппроксимирующую зависимость.

В табл. 3.5 — 3.7 приведены данные о значениях плотности бурового раствора, полученные при бурении скв. 35 в интервалах от 2456 до 2796 м, от 2796 до 2984 м и от 3962 до 4037 м, рассчитаны частоты, среднее значение и среднеквадратическое отклонение плотности бурового раствора в указанных интервалах.

Попытки согласовать эмпирическое распределение плотности бурового раствора с нормальным законом распределения в большинстве случаев не приводили к успеху. Это объясняется прежде всего тем, что в результате управляющих воздействий диапазон изменения плотности бурового раствора оказывался небольшим (3—5 значений).

Например, среднее значение и среднеквадратическое отклонение плотности бурового раствора равны соответственно 1,954 и 0,01 г/см³ (табл. 3.6).

Допустимая область изменения плотности бурового раствора $\pm 0,02$ г/см³.

Т а б л и ц а 3.5

Распределение случайных отклонений плотности бурового раствора

Интервал глубины, м	Плотность, г/см ³	Частота m	Частость	$\bar{X}$, г/см ³	σ , г/см ³
2456—2796	1,94	50	0,122	1,954	0,01
	1,95	129	0,316		
	1,96	159	0,391		
	1,97	47	0,115		
	1,98	23	0,056		

Т а б л и ц а 3.6

Распределение случайных отклонений плотности бурового раствора

Интервал глубины, м	Плотность, г/см ³	Частота m	Частость	$\bar{X}$, г/см ³	σ , г/см ³
2796—2974	1,94	79	0,179	1,956	0,011
	1,95	96	0,217		
	1,96	173	0,398		
	1,97	53	0,119		
	1,98	41	0,092		

Таблица 3.7

Распределение случайных отклонений плотности бурового раствора

Интервал глубины, м	Плотность, г/см ³	Частота m	Частость	$\bar{x}$, г/см ³	σ , г/см ³
3962–4037	2,00	23	0,05	2,019	0,0056
	2,01	49	0,09		
	2,02	434	0,80		
	2,03	35	0,06		

Плотность 94 %-ного бурового раствора находилась в области допустимых значений.

По форме полигонов распределения случайных отклонений плотности бурового раствора при бурении различных интервалов как скв. 35, так и других скважин можно сделать заключение о том, что распределение случайных отклонений плотности бурового раствора треугольное.

Распределение Симпсона (треугольное) определяется уравнениями

$$f(\rho) = \begin{cases} 0, & -\infty < \rho < a, \\ \frac{4(\rho - a)}{(b - a)^2}, & a < \rho < \frac{b + a}{2}, \\ \frac{4(b - \rho)}{(b - a)^2}, & \frac{a + b}{2} < \rho < b, \\ 0, & b < \rho < \infty, \end{cases} \quad (3.7)$$

где a и b — граничные значения плотности бурового раствора.

Пример 5. Для обоснования допустимой погрешности измерений при контроле условной вязкости бурового раствора необходимо определить статистическую зависимость между значениями условной вязкости бурового раствора и вероятностью их реализации при бурении скважин. В табл. 3.8 приведены значения условной вязкости, а также представлен полигон распределения значений условной вязкости, полученные при бурении в интервале от 2985 до 3241 м скв. 35 площади Левининская (Краснодарский край). Из этих данных следует, что статистическое распределение условной вязкости вследствие управляющих воздействий по поддержанию заданных свойств бурового раствора — усеченное.

Степень усечения согласно [31] определяется величиной A/σ , представляющей множитель, который связывает исходное полное распределение $f(T)$ с усеченным $f_{yc}(T)$ равенством

Т а б л и ц а 3.8

Распределение случайных отклонений условной вязкости бурового раствора

Интервал условной вязкости, с	Сере- дина ин- тервала, с	Часто- та m	Час- тость	t	Плотность вероятности			
					$f(tN)$	$f_{yc}(t)$	P_N	f_T
29–33	31	42	0,111	–1,72	0,09	0,222	0,027	0,028
33–37	35	98	0,259	–0,79	0,292	0,07	0,064	0,072
37–41	39	134	0,354	0,14	0,395	0,094	0,08	0,086
41–45	43	78	0,208	1,07	0,239	0,057	0,052	0,059
45–49	47	26	0,068	2	0,054	0,013	0,017	0,018

$$f(T) = \begin{cases} 0, & T_1 \leq T, \\ \frac{A}{\sigma} f(T), & T_1 < T < T_2, \\ 0, & T > T_2, \end{cases} \quad (3.8)$$

$$A' = \frac{1}{F(T_2) - F(T_1)}, \quad (3.9)$$

где σ – среднеквадратическое отклонение от среднего значения; $F(T_1)$, $F(T_2)$ – интегральные функции исходного распределения.

Вводится новая переменная

$$t = \frac{T - \bar{T}}{\sigma}, \quad (3.10)$$

где $\bar{T}$ – среднее значение величины T .

Среднее значение случайной величины T , имеющей усеченное нормальное распределение, определяется формулой

$$\bar{T}_{yc} = \bar{T} + B_{\sigma}. \quad (3.11)$$

Дисперсия при усеченном нормальном распределении

$$D_{yc} = \sigma^2 \left\{ 1 - B^2 - A[t_2 f(t_2) - t_1 f(t_1)] \right\}, \quad (3.12)$$

где

$$B = A[f(t_1) - f(t_2)].$$

Среднее значение полного распределения

$$\bar{T} = 38,4 \text{ с}, \quad D = 18,5, \quad \sigma = 4,3 \text{ с}.$$

Граничные значения функции t при $T_{1r} = 30 \text{ с}$ и $T_{2r} = 50 \text{ с}$

$$t_{1r} = \frac{T'_{1r} - \bar{T}}{\sigma} = \frac{30 - 38,4}{4,3} = -1,95;$$

$$t_{2r} = \frac{T''_{2r} - \bar{T}}{\sigma} = \frac{50 - 38,4}{4,3} = 2,69.$$

Значение интегральной функции

$$F(t_{1r}) = 0,0256; \quad F(t_{2r}) = 0,9965.$$

Коэффициент A_{yc}

$$A_{yc} = \frac{1}{F(t_{2r}) - F(t_{1r})} = \frac{1}{0,9965 - 0,0256} = 1,03.$$

Функция плотности усеченного распределения

$$f_{yc}(t) = \frac{A}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{t^2}{2}}.$$

Значения переменной t для середины интервалов x

$$t_1 = \frac{x_1 - \bar{x}}{\sigma} = 1,72; \quad t_2 = 0,8; \quad t_3 = 0,14; \quad t_4 = 1; \quad t_5 = 2.$$

Вычисленные значения функции $f_{yc}(t)$ для t_1, t_2, t_3, t_4, t_5 приведены в табл. 3.8.

Исходя из оценки формы эмпирического распределения сделано предположение о нормальном распределении значений условной вязкости бурового раствора.

По критерию Пирсона определена мера расхождения статистического распределения.

Вычислены значения критерия Пирсона для двух случаев: непосредственно по формуле плотности нормального распределения и с использованием таблиц [31].

В первом случае $\chi_1^2 = 2,72$, а во втором — $\chi_2^2 = 4,8$. При числе интервалов, равном 5, и двухпараметрическом законе количество связей определяется как $r = 5 - 2 - 1 = 2$.

Для $r = 2$ находят, что $P \geq 0,25$ или $P \geq 0,1$. Так как эти вероятности больше 0,05, то можно сделать вывод, что эмпирическое распределение данных об отклонении значений условной вязкости бурового раствора согласуется с гипотезой об усеченном нормальном законе их распределения.

Для граничных значений полигона распределений условной вязкости бурового раствора найдем коэффициент

$$B = A[f(t_{1r}) - f(t_{2r})] = 1,03 \cdot 0,049 = 0,05.$$

Значение этого коэффициента согласно [31] используется для корректировки среднего значения и дисперсии:

$$x_{yc} = \bar{x} = B_{\sigma} = 38,4 + 0,2 = 38,6;$$

$$D_{yc} = 15,57;$$

$$\sigma_{yc} = 3,94.$$

Таким образом, анализ случайных отклонений параметров процессов бурения скважин и буровых растворов показал, что они имеют равномерный, треугольный и нормальный законы распределений.

3.3. ОШИБКИ КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

При контроле встречаются следующие сочетания распределений технологических параметров и погрешностей измерительных средств:

- нормальное распределение контролируемых параметров и равномерное распределение погрешностей измерительных средств;

- равномерное распределение контролируемых параметров и нормальное распределение погрешностей средств измерений;

- распределение контролируемых параметров и погрешностей средств измерений по закону Симпсона (треугольному);

- распределение контролируемых величин по закону Симпсона (треугольному) и погрешностей измерений по равномерному закону;

- распределение контролируемых величин по равномерному закону и погрешностей по закону Симпсона (треугольному);

- распределение контролируемых величин и погрешностей измерений по равномерному закону.

Проведены исследования, получены расчетные формулы и вычислены вероятности ошибок первого и второго рода для указанных распределений контролируемых параметров и погрешностей измерений при различных соотношениях поля допуска и среднеквадратического отклонения и коэффициента точности (A), составлены таблицы зависимости коэффициента точности от вероятностей ошибок контроля для всего диапазона возможных допусков на технологические параметры (от $0,25\sigma_x$ до $3\sigma_x$) и уровней вероятностей ошибок контроля (от 0,06 до 0,4) [13].

При расчетах считалось, что погрешности измерений независимы от значений измеряемого параметра и аддитивны по отношению к нему, законы распределения контролируемых величин и погрешностей измерений неизменны.

Приняты следующие обозначения:

δ — половина поля технологического допуска;

l — параметр плотности распределения контролируемых величин;

Δ — параметр плотности распределения погрешности средств измерений;

A — коэффициент точности, равный отношению предельной погрешности измерений к половине поля допуска.

$$\alpha = \frac{1}{\pi} \int_0^{3(1-\frac{z-3}{z_x})} e^{-\frac{\Delta^2}{2}} d\Delta \int_{z-z_x}^z e^{-x^2/2} dx^*. \quad (3.13)$$

При $z < 3$, $z_x > 3 - z$ из уравнений (3.2) и (3.3) получают:

$$\alpha = \frac{1}{\pi} \int_0^{6\frac{z}{z_x}} e^{-\frac{\Delta^2}{2}} d\Delta \int_{z-\frac{z_x\Delta}{3}}^z e^{-\frac{x^2}{2}} dx; \quad (3.14)$$

$$\beta = \frac{1}{\pi} \int_{3(1-\frac{z-3}{z_x})}^{6\frac{z}{z_x}} e^{-\frac{\Delta^2}{2}} d\Delta \int_{z-\frac{z_x\Delta}{3}}^z e^{-\frac{x^2}{2}} dx. \quad (3.15)$$

При $z > 3$, $z_x < 3 - z$ формула для вычисления вероятностей ошибок первого рода совпадает с формулой (3.14), а в уравнении для вычисления вероятностей ошибок второго рода в первом интеграле изменяется нижний предел интегрирования:

$$\beta = \frac{1}{\pi} \int_0^{6\frac{z}{z_x}} e^{-\frac{\Delta^2}{2}} d\Delta \int_{z-\frac{\Delta z_x}{3}}^z e^{-\frac{x^2}{2}} dx. \quad (3.16)$$

Результаты расчетов на ЭВМ вероятностей ошибок первого и второго рода коэффициентов точности в зависимости от соотношения интервала допустимых изменений технологических параметров и их среднеквадратичных отклонений для случая нормального закона распределения погрешностей измерений и контролируемых величин приведены в табл. 1, 2 приложения 1.

Таблицы составлены при условии, что погрешность измерений не превышает поле допуска; поле допуска расположено симметрично по отношению к центру распределения контролируемых величин.

При распределении контролируемых величин по нормальному закону, а погрешностей измерений — по закону равной вероятности в зависимости от соотношений параметров распределений и величин поля допуска вероятности ошибок первого и второго рода находятся по приведенным ниже формулам (3.17) — (3.20).

Если $z \geq 3$, $z_x \geq z - 3$,

то

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{6\pi}} \int_0^{1,7(1-\frac{z-3}{z_x})} d\Delta \int_{z-0,6z_x\Delta}^z e^{-\frac{x^2}{2}} dx; \quad \beta = 0. \quad (3.17)$$

Если $z < 3$, $z_x > -z + 3$,

то

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{6\pi}} \int_0^{1,7} d\Delta \int_{z-0,6z_x\Delta}^z e^{-\frac{x^2}{2}} dx; \quad (3.18)$$

$$\beta = \frac{1}{\sqrt{6\pi}} \int_{1,7+\frac{z-3}{z_x}}^{1,7} d\Delta \int_{z-0,6z_x\Delta}^z e^{-\frac{x^2}{2}} dx. \quad (3.19)$$

Если $z < 3$, $z_x < 3 - z$, то уравнение для вычисления вероятности ошибок первого рода остается без изменения, а в выражении для вычисления вероятности ошибок второго рода во втором интеграле изменится нижний предел интегрирования:

$$\beta = \frac{1}{\sqrt{6\pi}} \int_0^{1,7} d\Delta \int_{z-0,6z_x\Delta}^z e^{-\frac{x^2}{2}} dx. \quad (3.20)$$

По указанным выражениям были проведены расчеты на ЭВМ, результаты которых представлены в табл. 3 приложения 1.

При распределении контролируемых величин по закону равной вероятности, а погрешностей измерений — по нормальному закону вероятности ошибок первого и второго рода находят в зависимости от соотношения параметров распределений и величины допуска по полученным в результате анализа формулам:

если $z \geq \sqrt{3}$, $z_x \geq z - \sqrt{3}$,

то

$$\alpha = 0,08z_x \left[1 - e^{-4,5(1-\frac{z-1,7^2}{z_x})} \right], \quad \beta = 0; \quad (3.21)$$

если $z < 1,7$, $z_x > 1,7 - z$,

то

$$\alpha = 0,076z_x, \quad (3.22)$$

$$\beta = 8,7(e^{(1+\frac{z-\sqrt{3}^2}{z_x})} - 1)10^{-4}; \quad (3.23)$$

если $z < \sqrt{3}$, $z_x < \sqrt{3} - z$,

то

$$\alpha = \beta = 0,08z_x. \quad (3.24)$$

По указанным выражениям были произведены расчеты на ЭВМ, результаты которых представлены в табл. 4 и 5 приложения 1.

При распределении контролируемых величин и погрешностей измерений по треугольному закону распределений (закону Симпсона) вероятности ошибок первого и второго рода находят в зависимости от соотношений параметров распределений и величин допусков, полученных в результате анализа по формулам:

при $z \geq 2,4$, $z_x \geq z - 1,7$

$$\alpha = 0,33 \int_0^{2,4(1-\frac{z-2,4}{z_x})} (1 - 0,4\Delta)d\Delta \int_{z-0,4z_x\Delta}^z (1 - 0,4x)dx; \quad (3.25)$$

$$\beta = 0;$$

при $z < 2,4$, $z_x > 2,4 - z$

$$\alpha = 0,33 \int_0^{2,4} (1 - 0,4\Delta)d\Delta \int_{z-0,4z_x\Delta}^z (1 - 0,4x)dx; \quad (3.26)$$

$$\beta = 0,33 \int_{2,4(1-\frac{2,4-z}{z_x})}^{2,4} (1 - 0,4\Delta)d\Delta \int_{z-0,4z_x\Delta}^z (1 - 0,4x)dx. \quad (3.27)$$

При $z < 2,4$, $z_x < 2,4 - z$ вероятности ошибок первого и второго рода равны и определяются по формуле для определения вероятностей ошибок первого рода в предыдущем случае.

Результаты расчетов на ЭВМ по указанным формулам приведены в табл. 6 и 7 приложения 1.

При распределении контролируемых величин по закону Симпсона, а погрешностей измерений по равномерному закону вероятности ошибок первого и второго рода находят в зависимости от соотношений параметров распределений и величин допусков по формулам:

если $z \geq 2,4$, $z_x \geq z - 2,4$,

то

$$\alpha = \frac{[z_x - (z - 2,4)]^2}{36z_x} \left[z_x - 4(z - 2,4) \right]; \quad (3.28)$$

$$\beta = 0;$$

если $z < 2,4$, $z_x > 2,4 - z$,

то

$$\alpha = \frac{z_x}{36} [z_x - 3(z - 2,4)]; \quad (3.29)$$

$$\beta = 0,03(2,4 - z) \left[3(z_x + 2,4 - z) - \frac{2}{z_x} (2,4 - z)^2 \right]. \quad (3.30)$$

Если $z < 2,4$, $z_x < 2,4 - z$, то вероятности ошибок первого и второго рода равны и определяются по формуле

$$\alpha = \beta = 0,03z_x [3(2,4 - z) + z_x]. \quad (3.31)$$

Результаты расчетов на ЭВМ по полученным формулам приведены в прил. 8 и 9.

Расчет вероятностей ошибок первого и второго рода при распределении контролируемых величин по равномерному закону, а погрешностей измерений по закону Симпсона произведен следующим образом.

При $z \geq 1,7$, $z_x \geq z - 1,7$ вероятность ошибки первого рода определяется по формулам:

$$\alpha = 0,2z_x \left(1 - \frac{z - 1,7}{z_x} \right)^2 \left(0,5 + \frac{z - 1,7}{z_x} \right); \quad (3.32)$$

$$\beta = 0;$$

$$\begin{aligned} & \text{при } z < 1,7, \quad z_x > 1,7 - z \\ \alpha &= 0,1z_x; \end{aligned} \quad (3.33)$$

$$\beta = 0,1z_x \left(\frac{1,7 - z}{z_x} \right)^2 \left(3 - \frac{1,7 - z}{z_x} \right). \quad (3.34)$$

При $z < 1,7, \quad z_x = 1,7 - z$ вероятности ошибок первого и второго рода равны и определяются по формуле

$$\alpha = \beta = 0,1z_x. \quad (3.35)$$

Результаты расчетов на ЭВМ по полученным формулам приведены в прил. 10.

При распределении контролируемых величин и погрешностей измерений по равномерным законам вероятности ошибок первого и второго рода определяются при соответствующих соотношениях параметров распределений и допусков по формулам:

если $z \geq 1,7, \quad z_x \geq z - 1,7,$
то

$$\alpha = \frac{(z_x - z - 1,7)^2}{6,8z_x}; \quad (3.36)$$

$$\beta = 0;$$

если $z < 1,7, \quad z_x > 1,7 - z,$
то

$$\alpha = 1,47z_x, \quad \beta = \frac{(2z_x + z - 1,7)(1,7 - z)}{6,8z_x} \quad (3.37)$$

если $z \leq 1,7, \quad z_x < 1,7 - z,$
то

$$\alpha = \beta = 1,47z_x. \quad (3.38)$$

Таким образом, составлены таблицы (прил. 1–12), позволяющие определить коэффициент точности и допустимую погрешность измерений при заданной вероятности ошибок контроля и соотношений допуска и среднего квадратического отклонения для нормального, треугольного и равномерного измерений и сочетаний этих распределений.

Таблицы составлены для всего диапазона возможных допусков на технологические параметры бурения скважин (от $0,25\sigma_x$ до $3\sigma_x$) и уровней вероятностей ошибок контроля (от 0,06 до 0,4).

Для облегчения использования таблиц в них не исключено дублирование данных, т.е. если некоторые данные в двух

таблицах повторяются, то эти данные приводятся в обеих таблицах.

Из таблиц следует, что при постоянном уровне вероятности ошибок первого и второго рода коэффициент точности зависит от значения соотношения половин поля допуска и среднеквадратического отклонения контролируемого параметра.

При значении указанного соотношения $1 \div 1,75$ коэффициент точности минимален. При уменьшении отношения поля допуска и среднеквадратического отклонения контролируемого параметра до $0,25$ коэффициент точности увеличивается в $2,5-3$ раза, а при увеличении до 3 — возрастает в $1,5-2,5$ раза.

При величине поля допуска менее среднеквадратического отклонения контролируемых параметров ($\delta \ll \sigma$) увеличиваются значения коэффициентов точности.

Рост коэффициента точности при уменьшении соотношения допуска к среднему квадратическому отклонению при постоянных уровнях вероятности ошибок контроля объясняется прежде всего тем, что уменьшается абсолютное значение допуска, а следовательно, и абсолютная величина погрешности измерений. Например, если принять коэффициент точности $A = 1$, то при нормальных законах распределения значений контролируемого параметра и погрешностей измерений и отношении половины поля допуска к среднеквадратическому отклонению, равном 1 , погрешность измерения будет составлять $\Delta = A\delta = \sigma_x$, а уровень вероятности ошибок контроля — $0,078$. Но при отношении половины поля допуска к среднеквадратическому отклонению, равном $0,5$, и том же уровне вероятности ошибок контроля коэффициент точности составляет $1,595$, а погрешность измерений

$$\Delta = A\delta = 1,595 \cdot 0,5\sigma_x = 0,8\sigma_x.$$

При соотношении половины поля допуска и среднеквадратического отклонения, равном $1 \div 1,75$, коэффициент точности при постоянном уровне вероятностей ошибок минимален, т.е. ужесточаются требования к точности контроля.

При увеличении поля допуска возрастает доля значений параметров, находящихся в пределах допуска, а вблизи границ поля допуска при нормальном и треугольном распределении контролируемых параметров уменьшается плотность вероятности распределения контролируемых параметров и уровень вероятности ошибок контроля снижается даже при увеличенных значениях коэффициентов точности.

В пределе, когда подавляющее большинство значений распределения контролируемых величин находится в границах поля допуска, контроль их нецелесообразен.

Сравнение данных прил. 1, 2, 11, 12 показывает, что при нормальном и треугольном законах распределений контролируемых величин и погрешностей измерений величина ошибок первого рода больше величины ошибок второго рода из-за различных значений плотности распределения технологических параметров по обе стороны от границы допуска.

Следовательно, в зависимости от целей контроля параметров бурения скважин и жесткости требований к величине вероятности ошибок первого и второго рода необходимо выбирать значение коэффициента точности, т.е. погрешность измерительных средств.

Если более жесткие требования предъявляют к уровню вероятностей ошибок первого рода, то регламентация коэффициента точности осуществляется исходя из этих требований по прил. 1 и 11, при этом вероятность ошибок второго рода будет меньше, чем первого.

Если более жесткие требования предъявляются к уровню вероятности ошибок второго рода, то регламентация коэффициента точности осуществляется исходя из этих требований по прил. 2 и 12.

При $\delta > 1,25\sigma_x$ вероятность ошибок второго рода при увеличении коэффициента точности сначала растет, а затем стабилизируется, так как предельным значением вероятности ошибок второго рода является вероятность распределения за пределами поля допуска контролируемого параметра.

Погрешность измерения преимущественно оказывает влияние на результаты контроля только тех значений параметров, которые находятся близко к границам поля допуска, т.е. имеют действительные отклонения от границы поля допуска в зоне соответствующей погрешности измерений.

Следовательно, результаты контроля зависят не только от погрешности измерения, но и от фактического значения измеряемой величины.

Из прил. 1, 4, 6, 8 и 12 для определения коэффициентов точности при распределении погрешностей измерений и контролируемых величин по нормальному, равномерному, треугольному (Симпсона) законам, установлено, что при равных значениях коэффициента точности, например, $A = 0,7$ и $\delta/\sigma_x = 0,75$, вероятности ошибок первого рода равны соответственно $\alpha_1 = 0,044$, $\alpha_2 = 0,052$, $\alpha_3 = 0,04$, $\alpha_4 = 0,82$,

$\alpha_5 = 0,076$, а вероятности ошибок второго рода — соответственно $\beta_1 = 0,038$, $\beta_2 = 0,052$, $\beta_3 = 0,04$, $\beta_4 = 0,082$, $\beta_5 = 0,074$.

Наименьшее значение вероятностей ошибок первого рода получается при равномерном распределении контролируемых величин и нормальном распределении погрешностей измерений, а наибольшее — при треугольном распределении контролируемых величин и равномерном распределении погрешностей измерений.

При нормальном и треугольном законах распределений контролируемых параметров уровень вероятностей ошибок первого рода выше соответствующих вероятностей ошибок второго рода.

С увеличением вероятности нахождения технологических параметров бурения скважин в пределе поля допуска снижается вероятность ошибок второго рода, но увеличивается вероятность ошибок первого рода, поэтому иногда дублируют контрольные операции.

Таким образом, для обоснования допустимой погрешности измерений при контроле технологических параметров бурения скважин необходимо определить допустимые вероятности ошибок контроля первого рода, статистические зависимости между значениями технологических параметров при бурении скважин и вероятностями их реализаций, законы распределения погрешностей измерительных средств, соотношения половины поля допуска на технологический параметр и среднеквадратического отклонения от его среднего значения.

3.4. МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ ДОПУСТИМЫХ ВЕРОЯТНОСТЕЙ ОШИБОК КОНТРОЛЯ

Технико-экономическое обоснование допустимых вероятностей ошибок контроля технологических параметров бурения скважин необходимо для определения метрологических характеристик средств измерений.

Завышенные требования к точности измерений приводят к излишним затратам общественного труда при разработке, изготовлении и эксплуатации технических средств измерений, а использование неточных средств измерений — к недопустимо большим ошибкам контроля и существенным технико-экономическим потерям в бурении.

Анализ экономико-математических методов оптимизации

качества изделий показал, что чаще всего используется метод минимальных затрат, связанных с созданием и эксплуатацией изделий.

В работе [13] отмечается, что оптимальный уровень качества — это тот, который следует признать нормальным с экономической точки зрения, так как любые отклонения от него приводят к неоправданным затратам общественного труда.

На современном этапе совершенствование контроля идет в основном в направлении повышения точности измерений технологических параметров. Это приводит к увеличению затрат на разработку и изготовление средств измерений и уменьшению затрат на осуществление контроля параметров технологических процессов. Целесообразность повышения точности контроля определяется экономической эффективностью, т.е. превышением стоимости сокращенных потерь над затратами на измерительные средства и проведение контроля.

Экономическая эффективность от совершенствования методик контроля и средств измерений определяется относительным увеличением эффективности технологического объекта управления и обеспечивается за счет повышения достоверности результатов контроля и уменьшения ущерба, связанного с ошибками контроля; улучшения технологического процесса; снижения непроизводительных потерь времени; экономии материалов; уменьшения эксплуатационных затрат и т.д.

Для технико-экономического обоснования допустимых вероятностей ошибок контроля использованы утвержденные методики расчета экономической эффективности средств контроля и внедрения новой техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин, а также результаты последних исследований в области экономической эффективности метрологического обеспечения.

Согласно методическим указаниям Госстандарта СССР МИ 412—86 “Методы определения экономической эффективности метрологических работ” годовой экономический эффект от создания и внедрения новых рабочих средств измерений формируется за счет снижения затрат при их производстве и эксплуатации, улучшения качественных характеристик и изменения потерь от погрешностей измерений, в том числе от ошибок первого и второго рода.

Годовой экономический эффект рассчитывается по формуле

$$\Theta = \left[3_1 \frac{B_{И1}}{B_{И2}} \left(\frac{P_1 + E_n}{P_2 + E_n} \right) + \frac{\left(I_1 \frac{B_{И2}}{B_{И1}} - I_2 \right) + \left(\Pi_1 \frac{B_{И2}}{B_{И1}} - \Pi_2 \right)}{P_2 + E_n} - \right. \\ \left. - \frac{E_n(K'_2 - K'_1)}{P_2 + E_n} - 3_2 \right] A_2, \quad (3.39)$$

где $3_{1,2}$ — приведенные затраты на разработку и производство рабочего средства измерений; $B_{и1,2}$ — годовые объемы измерений при постоянной норме времени на измерения; $P_{1,2}$ — доля отчислений от балансовой стоимости на полное восстановление (реновацию) рабочего средства измерений; E_n — нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, равный 0,15; $I_{1,2}$ — годовые текущие издержки на эксплуатацию рабочих средств измерений; $\Pi_{1,2}$ — средние годовые потери, возникающие от погрешностей измерений при применении одного рабочего средства измерений; $K_{1,2}$ — сопутствующие капитальные вложения при эксплуатации рабочего средства измерений; A_2 — годовой объем производства рабочих средств измерений.

Следует отметить, что расчет экономической эффективности от применения рабочих средств измерений для контроля параметров бурения скважин по приведенной формуле затруднен, так как из нее не следует, как определить средние годовые потери, возникающие от погрешностей измерений.

Авторы предлагают формулу (3.39) представить в виде

$$\Theta = \left\{ 3_1 \frac{B_{И1}}{B_{И2}} \left(\frac{P_1 + E_n}{P_2 + E_n} \right) + \frac{\left(I_1 \frac{B_{И1}}{B_{И2}} - I_2 \right) + \left[\Pi_1 \frac{B_{И1}}{B_{И2}} (\alpha_2 - \alpha_1) + \right. \right. \\ \left. \left. + \Pi_2 (\beta_2 - \beta_1) \right] A_1}{P_2 + E_n} - \frac{E_n(K'_2 - K'_1)}{P_2 + E_n} - 3_2 \right\} A_2, \quad (3.40)$$

где α_1, α_2 — вероятность ошибок первого рода; β_1, β_2 — ве-

роятность ошибок второго рода; $A_{1,2}$ — годовой объем измерений. Остальные обозначения в формуле (3.40) те же, что и в (3.39).

К основным показателям при оценке экономической эффективности от совершенствования средств измерений относятся единовременные затраты потребителя, т.е. себестоимость и цена этой техники.

Предприятию-изготовителю необходимо оценить, во что обходится выпуск приборов и за какую цену оно может продавать их, предприятию-потребителю — какова эффективность применения того или иного прибора.

Себестоимость приборов на стадии их проектирования ориентировочно определяется по стоимости материалов и покупных изделий, указанных в спецификации, а при серийном изготовлении — методами калькулирования.

Однако определить себестоимость создаваемых или выпускаемых серийно приборов зачастую затруднительно, поэтому приведенные затраты иногда принимают равными оптовой цене.

Погрешности измерений при контроле приводят к появлению ошибок, т.е. необнаруженному или фиктивному браку.

Экономическими последствиями ложной браковки продукции в бурении скважин, например, бурового раствора по какому-либо параметру, могут быть затраты на дополнительную обработку химическими реагентами бурового раствора либо повторный контроль.

При появлении в результатах контроля ошибок второго рода, т.е. необнаруженного брака, возникают потери, определяемые тем, что при технологическом процессе используется брак. Например, экономическими последствиями пропуска некондиционных растворов, материалов и др. является технологический брак на последующих операциях технологического цикла бурения скважин.

Рассмотрим пример расчета экономической эффективности применения для измерения плотности бурового раствора рычажных весов БРП-1 вместо ареометра АГ-ЗПП.

Основные технико-экономические данные рассмотренных приборов приведены в табл. 3.9.

По формуле (3.39) рассчитывается годовой экономический эффект от внедрения нового средства контроля:

$$\begin{aligned} \mathcal{E} &= 2157,1 \frac{20000}{17000} - 2282 - 0,15 \cdot 16,6 + 15(0,082 - 0,031) - 47(0,032 - 0,02) \times \\ &\times 1406 = 239,1 + 1736,4 = 1965,5 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Таблица 3.9

Технико-экономические показатели средств измерений плотности бурового раствора

Показатель	Обозначение	Средство контроля		Обоснование
		существующее	внедряемое	
Число средств измерений	N_1	1	1	—
Годовой объем контролируемого бурового раствора, т	N_2	1406	1406	Фактические данные
Цена средства измерения, руб.	K_1	8,4	25	Прейскурант
Производительность	$B_{1,2}$	17 000	20 000	Фактические данные
Годовые эксплуатационные расходы, руб.	$I_{1,2}$	2157,1	2282	Годовые эксплуатационные данные
Количество обслуживающего персонала, чел.	$N_{об}$	3	3	Норматив
Срок службы, лет	T	4	6	Паспортные данные
Вероятность ложной браковки	α	0,082	0,031	Статистические данные
Вероятность пропуска бракованной продукции	β	0,032	0,02	То же
Потери в результате ложной браковки 1 т бурового раствора, руб.	Π_1	15	15	“
Потери в результате пропуска 1 т некондиционного бурового раствора, руб.	Π_2	47	47	“

Для экономического обоснования допустимых вероятностей ошибок контроля предлагается использовать формулу (3.40).

Годовой экономический эффект от совершенствования средств измерений считается приемлемым, если он превышает затраты более чем на 16 %.

Проанализируем некоторые случаи определения допустимых вероятностей ошибок контроля.

Для случая равенства нулю изменения вероятностей ошибок, например, второго рода, т.е. $\beta_1 = \beta_2$, изменение вероятностей ошибок первого рода можно определить по формуле

$$\Delta\alpha = \frac{B_{И2}(P_2 + E_n)}{\Pi_1 A_1 B_{И1}} \left\{ \frac{\Xi}{A_2} - \frac{3_1 B_{И1} \left(\frac{P_1 + E_n}{P_2 + E_n} \right)}{B_{И2}} - \right. \\ \left. - \frac{И_2 B_{И1} / B_{И2} - И_2}{P_2 + E_n} + \frac{E_n(K' - K)}{P_2 + E_n} + 3_2 \right\}. \quad (3.41)$$

Для случая равенства изменений вероятностей ошибок контроля первого и второго рода допустимые их значения определяются по формуле

$$\Delta\alpha = \Delta\beta = \frac{P_2 + E_n}{(\Pi_1 B_{И1} / B_{И2} + \Pi_2) A_1} \left\{ \frac{\Xi}{A_2} - \frac{3_1 B_{И1} \left(\frac{P_1 + E_n}{P_2 + E_n} \right)}{B_{И2}} - \right. \\ \left. - \frac{И_1 B_{И1} / B_{И2} - И_2}{P_2 + E_n} + \frac{E_n(K'_2 - K'_1)}{P_2 + E_n} + 3_2 \right\}. \quad (3.42)$$

При неравенстве технико-экономических потерь от ошибок контроля первого и второго рода допустимое изменение вероятностей ошибок контроля может быть определено по наихудшему случаю.

Если в результате совершенствования средств измерений величина изменения вероятностей ошибок первого рода превышает величину изменения вероятностей ошибок второго рода, а потери в результате пропуска бракованной продукции превышают потери от результатов ложной браковки, то рассчитывают величины двух уровней вероятностей: нижний — при увеличении Π_1 до значения Π_2 и верхний при уменьшении Π_2 до значения Π_1 .

Полученное значение допустимой вероятности ошибок контроля позволяет определить допустимую точность контроля плотности бурового раствора.

По изменению значений вероятностей ошибок контроля и соответствующим изменениям экономических потерь в процессе бурения скважин можно оценить допустимую величину издержек производства приборов, т.е. определить возможную цену прибора повышенного качества, что важно для повышения экономической заинтересованности предприятий, как использующих средства измерений, так и изготовителей.

Особое значение это имеет при переходе промышленных предприятий, изготавливающих средства измерений, и буровых предприятий, на хозяйственный расчет, при котором необходимо тщательно изучать стоимость возможных потерь из-за недостаточной точности измерений контролируемых параметров бурения скважин и показателей свойств буровых

и тампонажных растворов. До последнего времени при изучении технико-экономических потерь при бурении скважин основное внимание уделялось авариям и осложнениям, при которых очевидны потери времени, материалов, энергии и др.

Но и при бурении без осложнений и аварий возможны дополнительные потери материалов, энергии и т.д. из-за недостоверной информации, получаемой в результате контроля технологических параметров бурения скважин, показателей свойств буровых и тампонажных растворов.

Однако следует заметить, что для обоснования допустимых изменений вероятностей ошибок контроля технологических параметров не всегда удастся использовать технико-экономический подход. Это связано в одних случаях с трудностью получения исходных данных, в других — с принципиальной невозможностью оценки ситуаций только с экономических позиций. Поэтому целесообразен и иной подход к установлению допустимых вероятностей ошибок контроля.

В технике используются подобные подходы к обоснованию технических характеристик. Например, параметры надежности, такие как вероятность безотказной работы за определенное время, технический ресурс, определены государственными стандартами.

На основе анализа существующего опыта контроля параметров бурения скважин и буровых растворов предлагается установить вероятность безошибочного контроля, равную 0,9, на период между поверками средств измерений.

3.5. МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ ДОПУСТИМОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Результаты проведенных исследований характера зависимости между случайными отклонениями значений контролируемых параметров и их вероятностями, распределений погрешностей измерительных средств, вероятностей ошибок первого и второго рода позволили разработать методику обоснования допустимой погрешности измерений при контроле технологических параметров бурения скважин.

Методика включает следующие этапы:

исследование статистической зависимости между значениями технологического параметра и вероятностью их реализации при бурении скважин;

экспериментальное исследование статистической зависимости между погрешностями измерительных средств и вероятностями их реализации;

определение статистических характеристик распределений контролируемых величин;

определение отношения половины поля допуска на контролируемый параметр к среднеквадратическому отклонению от среднего значения этого параметра;

определение допустимой вероятности ошибок контроля технологических параметров;

определение коэффициента точности по допустимой вероятности ошибок контроля технологических параметров и величине отношения половины поля допуска технологического параметра к среднеквадратическому отклонению от среднего значения этого параметра при известных законах распределения контролируемых величин и погрешностей измерений;

определение по коэффициенту точности и величине половины поля допуска значения допустимой абсолютной погрешности измерений технологического параметра.

Рассмотрим примеры использования методики для определения технологических требований к метрологическим характеристикам средств измерений.

Пример 1. В результате обработки данных экспериментальных исследований установлено, что законы распределений плотности бурового раствора и погрешностей измерений нормальны. Центр группирования контролируемых величин совпадает с серединой поля допуска.

Отношение половины поля допуска ($\delta = 0,02 \text{ г/см}^3$) и среднего квадратического отклонения равно 1,25.

По суммарному минимуму экономических потерь определено, что уровень вероятностей ошибок контроля первого рода необходимо уменьшить на $\Delta\alpha = 0,01$, т.е. он не должен превышать значения $\alpha = 0,058$, а ошибок второго рода $\beta = 0,036$.

Тогда по прил. 1 и 2 находят коэффициенты точности $A_\alpha = A_\beta = 0,775$.

По коэффициентам точности определяют абсолютное значение наибольшей допустимой погрешности измерений

$$\Delta = A_\alpha \delta = 0,775 \times 0,02 = \pm 0,015 \text{ г/см}^3. \quad (3.43)$$

Пример 2. Рассмотрим случай для данных, приведенных в предыдущем примере, когда центр группирования технологи-

ческого рассеивания смещен относительно середины поля допуска.

Значения коэффициентов точности также могут быть найдены по прил. 1 и 2, но с учетом имеющегося смещения. При этом следует учесть, что смещение центра группирования относительно середины поля допуска приводит к неравенству значений возможного выхода за каждую границу допуска. Поэтому вероятности ошибок контроля первого и второго рода определяют отдельно по каждой границе поля допуска.

Допустим, что центр группирования смещен к верхней границе поля допуска на величину $\rho_1 = 0,01 \text{ г/см}^3$. Для верхней границы технологического допуска, т.е. $\delta - \rho_1 = 0,01 \text{ г/см}^3$, для уровня вероятности ошибок контроля $\alpha = 0,058$ и $\beta = 0,036$ находят по прил. 1 и 2 коэффициенты точности $A'_\alpha = 1,05$ и $A'_\beta = 0,75$.

Причем A'_α и A'_β определяют при $\delta/\sigma_x = 0,625$ интерполяцией соседних значений данных таблиц.

Абсолютные погрешности измерений

$$\Delta'_\alpha = 1,05 \cdot 0,01 = 0,01 \text{ г/см}^3;$$

$$\Delta'_\beta = 0,751 \cdot 0,01 = 0,0075 \text{ г/см}^3.$$

Таким же образом находят для нижней границы технологического допуска, т.е. $\delta + a = 0,03 \text{ г/см}^3$, и тех же уровней вероятности ошибок контроля при $\delta/\sigma_x = 1,875$ коэффициенты точности $\alpha = 0,895$ и $A''_\beta > 1,5$ и соответствующую им допустимую абсолютную погрешность измерений $\Delta_\alpha = 0,895 \cdot 0,03 = 0,027 \text{ г/см}^3$.

Для обеспечения найденных погрешностей измерения при контроле технологических параметров выбирают средства измерений.

Пример 3. Показатель стабильности бурового раствора на нефтяной основе, косвенно характеризующегося напряжением электропробоя, при бурении скважин имеет треугольное распределение. Погрешность измерений напряжения электропробоя с помощью специальной установки имеет равномерное распределение.

Необходимо определить допустимую погрешность измерений при контроле напряжения электропробоя бурового раствора на нефтяной основе, если границы допуска соответственно равны 350 и 370 В, отношение $\delta/\sigma_x = 1$, уровень вероятностей ошибок первого рода $\alpha = 0,098$, второго рода $\beta = 0,09$.

По прил. 8 определим коэффициент точности $A_\alpha = 0,82$, а по прил. 9 — $A_\beta = 0,65$.

Допустимая погрешность измерений не должна превышать величины

$$\Delta_{\beta} = 0,65 \cdot 10 = 6,5 \text{ В.}$$

Следовательно, приведенная относительная погрешность измерительного средства, если диапазон измерений равен 500 В, не должна превышать 1,5 %.

Пример 4. При бурении скважин и спуско-подъемных операциях контролируют значение нагрузки на крюке и осевой нагрузки на забой.

В результате статистической обработки данных об отклонениях от заданных значений осевой нагрузки на забой при бурении скважин установлено, что статистическое распределение отклонений нагрузок равномерное.

Результаты экспериментальных исследований погрешностей средств измерений нагрузки на крюке и осевой нагрузки на забой показали, что они имеют нормальное распределение.

Вероятность безошибочного контроля должна быть не менее 0,9, тогда допустимая вероятность ошибок не должна превышать 0,1.

При значениях вероятностей ошибок первого и второго рода $\alpha = \beta = 0,05$ по прил. 4 при соотношении половины поля допуска $\delta = 20 \text{ кН}$ и среднеквадратического отклонения $\sigma_x = 35 \text{ кН}$, равном 0,6, находят коэффициент точности $A = 1,17$, а по прил. 5 для того же значения отношения половины поля допуска и среднеквадратического отклонения при $\beta = 0,05$ $A = 1,14$.

Используя коэффициент точности, находят абсолютное значение предельной допустимой погрешности измерений по формуле (3.43)

$$\Delta = 23,4 \text{ кН.}$$

Относительная погрешность при верхнем значении диапазона измерений нагрузки на крюке $\Delta_{\text{отн}}$, равном 900 кН, вычислена по формуле:

$$\Delta_{\text{отн}} = \frac{\Delta \cdot 100}{\Pi_{\text{и}}}, \quad (3.44)$$

где Δ — абсолютная погрешность измерений; $\Pi_{\text{и}}$ — значение верхнего предела диапазона измерений.

$$\Delta_{\text{отн}} = 2,5 \text{ \%}.$$

Пример 5. В результате статистической обработки данных

о случайных отклонениях от заданных значений крутящего момента на роторе при бурении скважин установлено, что статистическое распределение моментов равномерное.

Результаты экспериментальных исследований погрешностей средств измерений крутящего момента на роторе показали, что они имеют нормальное распределение.

Вероятность безошибочного контроля согласно технологическим требованиям должна быть не менее 0,9, тогда допустимая вероятность ошибок не должна превышать 0,1.

При значениях вероятностей ошибок первого и второго рода $\alpha = \beta = 0,05$ по прил. 4 при соотношении половины допуска $\delta = 3$ кНм и среднеквадратического отклонения $\sigma_x = 2$ кНм, равном 1,5, находят коэффициент точности

$$\Delta = 0,44.$$

Используя коэффициент точности, определяют абсолютное значение предельной допустимой погрешности измерений

$$\Delta = 1,32 \text{ кНм}.$$

Относительную допустимую погрешность $\Delta_{\text{отн}}$ вычисляют по формуле (3.44):

$$\Delta_{\text{отн}} = 4 \text{ \%}.$$

Пример 6. В результате статистической обработки данных об отклонениях от заданных значений крутящего момента на машинном ключе при свинчивании бурильных и обсадных труб установлено, что статистическое распределение моментов равномерное.

Результаты экспериментальных исследований погрешностей средств измерений момента на машинном ключе показали, что они имеют нормальное распределение.

Вероятность безошибочного контроля должна быть не менее 0,9, тогда допустимая вероятность ошибок не должна превышать 0,1.

При значениях вероятностей ошибок первого и второго рода $\alpha = \beta = 0,05$ по прил. 4 при соотношении половины поля допуска $\delta = 4$ кНм и среднеквадратического отклонения $\sigma_x = 2,3$, равном 0,57, находят коэффициент точности $A = 1,1$, а по прил. 5 для того же значения отношения половины поля допуска и среднеквадратического отклонения — $A = 1,05$.

Используя коэффициент точности, определяют абсолютное значение предельной допустимой погрешности измерений:

$$\Delta = 2,3 \text{ кНм}.$$

Относительную допустимую погрешность $\Delta_{\text{отн}}$ вычисляют по формуле (3.44):

$$\Delta_{\text{отн}} = 3,8 \, \%$$

Пример 7. В результате статистической обработки данных об отклонениях от заданных значений частоты вращения ротора при бурении скважин установлено, что статистическое распределение случайных отклонений частоты равномерное.

Результаты экспериментальных исследований погрешностей средств измерений частоты вращения ротора показали, что они имеют нормальное распределение.

При бурении скважин случайные отклонения частоты вращения ротора обычно меньше допустимых, поэтому вероятность ошибок второго рода незначительна.

При вероятности ошибок первого рода, равной 0,1, и отношении половины поля допуска $\delta = 10$ 1/мин к среднеквадратическому отклонению $\sigma_x = 6$ 1/мин, равном 1,7, по прил. 4 находят коэффициент точности, равный 0,75.

Используя коэффициент точности, определяют абсолютное значение предельной допустимой погрешности измерений:

$$\Delta = 7,5 \text{ 1/мин.}$$

Относительную погрешность $\Delta_{\text{отн}}$ вычисляют по формуле (3.44):

$$\Delta_{\text{отн}} = 2,5 \, \%$$

Пример 8. Диапазон измерений давления нагнетания бурового раствора от 0 до 40 МПа. Согласно РД 39-2-803–82 при обнаружении флюидопроявления допустимое отклонение давления при бурении скважин равно $\pm 0,8$ МПа. В результате статистической обработки данных о случайных отклонениях от среднего значения контролируемого давления на выкиде насосов (стояке) установлено, что статистическое распределение отклонений давлений равномерное. Результаты экспериментальных исследований погрешностей приборов для измерения давлений показали, что они имеют нормальное распределение.

Отношение половины поля допуска $\delta = 0,8$ МПа и среднеквадратического отклонения $\sigma_x = 0,4$ МПа равно 2. Допустимая вероятность ошибок не должна превышать 0,1. По прил. 3 и 4 находят коэффициент точности $A = 0,71$.

Определяют абсолютное значение предельной допустимой погрешности измерений

$$\Delta = 0,568 \text{ МПа.}$$

Относительную погрешность $\Delta_{\text{отн}}$ рассчитывают по формуле (3.44):

$$\Delta_{\text{отн}} = 1,5 \, \%$$

Пример 9. В результате статистической обработки данных об отклонениях от заданного значения уровня бурового раствора в приемной емкости установлено, что статистическое распределение отклонений уровня равномерное. Результаты экспериментальных исследований погрешностей уровнемеров показали, что они имеют нормальное распределение.

Отношение половины поля допуска $\delta = 0,02$ м и среднеквадратического отклонения $\sigma_x = 0,0243$ м равно 0,82. Вероятность безошибочного контроля должна быть не менее 0,9. Тогда допустимая вероятность ошибок не должна превышать 0,1. При значениях вероятностей ошибок первого и второго рода $\alpha = \beta = 0,05$ по прил. 3 и 4 при $\delta/\sigma_x = 0,75$ находят коэффициент точности $A_\alpha = 0,83$; для того же значения половины поля допуска к среднеквадратическому отклонению $A_\beta = 0,83$.

Используя коэффициент точности, вычисляют абсолютное значение предельной допустимой погрешности измерений

$$\Delta = 0,0166 \text{ м.}$$

Относительную погрешность $\Delta_{\text{отн}}$ определяют по формуле (3.44):

$$\Delta_{\text{отн}} = \pm 1 \, \%$$

Пример 10. При бурении скважин установлено, что статистическое распределение случайных отклонений расхода бурового раствора, закачиваемого в скважину, равномерное. Результаты экспериментальных исследований средств измерений расхода бурового раствора показали, что они имеют нормальное распределение.

Отношение половины поля допуска $\delta = 1,5$ л/с и среднеквадратического отклонения $\sigma_x = 1,5$ л/с равно 1. Вероятность безошибочного контроля должна быть не менее 0,9, тогда допустимая вероятность ошибок не должна превышать 0,1.

При значениях вероятности ошибок первого и второго рода $\alpha = \beta = 0,05$ по прил. 3 и 4 находят коэффициент точности $A = 0,66$.

Используя коэффициент точности, определяют абсолютное значение предельной допустимой погрешности измерений по формуле (3.43):

$$\Delta = 1 \text{ л/с.}$$

Относительную погрешность $\Delta_{\text{отн}}$ вычисляют по формуле (3.44):

$$\Delta_{\text{отн}} = 1 \text{ \%}.$$

Пример 11. В задачу входило определение комплекса контролируемых параметров и обоснование допустимых погрешностей измерений при контроле параметров процессов промывки скважин, включая приготовление бурового раствора, регулирование его свойств путем очистки и химической обработки, прогнозирование флюидопоявлений и поглощений скважин при технологических операциях углубления, промывку скважин, долив при подъеме бурильной колонны, наращивание бурильной колонны, спуск бурильной (обсадной) колонны, промывку после спуска бурильной колонны. На основании обработки результатов экспертных оценок было определено, что комплекс должен обеспечивать:

- измерение уровня и суммарного уровня (объема) бурового раствора в емкостях;

- измерение объема бурового раствора, доливаемого в скважину при подъеме инструмента из скважины и вытесняемого из скважины при спуске инструмента;

- измерение давлений на выкиде буровых насосов (стояке) и др.;

- измерение расхода (подачи) и дифференциального расхода бурового раствора;

- дискретное измерение параметров исходных материалов, химреагентов (плотности, влажности, дисперсного состава);

- измерение параметров бурового раствора: непрерывно — плотности на входе в скважину и выходе из нее, газосодержания, электропроводности; дискретно — условной вязкости, статического напряжения сдвига, показателя фильтрации, содержания твердой фазы, коллоидной составляющей, нефти, показателя смазочной способности и напряжения сдвига глинистой корки;

- дискретное измерение плотности шлама, его дисперсного состава;

- измерение температуры бурового раствора на входе в скважину и выходе из нее;

- измерение крутящего момента на роторе;

- измерение текущего значения времени.

При использовании комплекса средств измерений для контроля технологических параметров промывки, долива скважин, обнаружения флюидопроявлений и поглощений бурового раствора совместно с другими комплексами контроля технологических параметров бурения скважин дублирование измерительных средств должно быть исключено.

Анализ данных об интервалах изменений технологических параметров позволил установить диапазоны измерений:

уровня бурового раствора в емкостях, м.....	0–1,6
изменения суммарного уровня от установленного значения, м.....	0,05–0,5
объема бурового раствора, доливаемого в скважину при подъеме инструмента, м ³	0–1
объема бурового раствора, вытесненного из скважины при спуске инструмента, м ³	0–1
давления на выкиде буровых насосов, МПа.....	0–40
расхода (подачи) бурового раствора на входе в скважину, дм ³ /с.....	0–50
дифференциального расхода бурового раствора, дм ³ /с.....	0–5
плотности бурового раствора, г/см ³	0,8–2,6
газосодержания бурового раствора, %.....	0–20
удельного электрического сопротивления бурового раствора, Ом · м.....	0–100
плотности шлама, г/см ³	1,0–3
температуры бурового раствора на выходе из скважины, °С.....	0–100
крутящего момента на роторе, кНм.....	0–30

Результаты статистической обработки зависимости между значениями отклонения уровня бурового раствора в емкостях циркуляционной системы от среднего с учетом потерь бурового раствора на очистных устройствах, стенках скважин, добавляемых объемов химических реагентов и других материалов и вероятностями появления этих отклонений показали, что указанная зависимость аппроксимируется равномерным распределением.

Отношение половины поля допуска ($\delta = 0,02$ м) и среднеквадратического отклонения $\sigma_x = 0,0243$ м равно 0,82. Допустимая вероятность ошибок контроля не должна превышать 0,1.

При вероятности ошибок первого рода $\alpha = 0,05$ по прил. 4 находят коэффициент точности $A_\alpha = 0,83$.

По прил. 5 при вероятности ошибок второго рода $\beta = 0,05$ находят коэффициент точности $A_\beta = 0,82$.

Вычисляют допустимую абсолютную погрешность

$$\Delta = \pm 0,0166 \text{ м.}$$

При диапазоне изменения суммарного уровня, равном 1 м,

допустимое значение относительной погрешности равно $\pm 1,6 \%$.

Согласно РД 39-2-803–82 "Инструкция по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений и их предупреждению" диапазон измерений разности между теоретическим и фактическим объемами доливаемого в скважину бурового раствора составляет от 0 до 1 м³. Допустимое отклонение от среднего значения объема доливаемого в скважину бурового раствора при подъеме инструмента не превышает $\pm 0,1$ м³.

Обычно объем доливаемого в скважину бурового раствора при подъеме инструмента определяют по изменению уровня раствора в специальной доливочной емкости.

В результате статистической обработки данных об отклонениях от среднего значения уровня бурового раствора в доливочной емкости установлено, что статистическое распределение отклонений уровня равномерное. Результаты экспериментальных исследований погрешностей уровнемеров показали, что они имеют нормальное распределение. Деливочные емкости, применяемые при бурении скважин, обычно нестандартны. С целью повышения точности долива стремятся использовать емкости с небольшой площадью основания. При емкости площадью сечения 1 м² и высотой 1 м при изменении объема бурового раствора на 0,1 м³ уровень бурового раствора изменится на 0,1 м.

Отношение половины поля допуска $\delta = 0,05$ м и среднеквадратического отклонения $\sigma_x = 0,02$ м² равно 2,5.

Допустимая вероятность ошибок контроля не должна превышать 0,1. При $\alpha = 0,05$ по прил. 3 и 4 определяют коэффициент точности $A = 0,5$.

Допустимую абсолютную погрешность вычисляют по формуле (3.43):

$$\Delta = \pm 0,0255 \text{ м.}$$

Допустимая величина относительной погрешности измерения бурового раствора в поливочной емкости не должна превышать $\pm 2,5 \%$.

В соответствии с руководящим документом РД 39-2-803–82 диапазон измерений разности между теоретическим и фактическим объемами вытесняемого из скважины бурового раствора при спуске бурильных или обсадных труб составляет от 0 до 1 м³. Допустимое отклонение от среднего значения объема вытесняемого из скважины бурового раствора при спуске труб не превышает $\pm 0,1$ м³.

Контроль объема вытесняемого из скважины бурового

раствора имеет важное значение, так как его результаты позволяют обнаружить газоводонефтепроявления. Из-за отсутствия технических средств контроль объема вытесняемого при спуске бурильных или обсадных труб бурового раствора осуществляется ориентировочно. Результаты контроля показали, что в связи с малой вероятностью как газоводонефтепроявлений, так и поглощений бурового раствора в скважинах зависимость между значениями объемов вытесняемого при спуске труб бурового раствора и вероятностями этих значений аппроксимируется треугольным распределением.

Распределение погрешностей измерения объемов бурового раствора может быть отнесено к треугольному. При отношении половины поля допуска к среднеквадратическому отклонению от среднего значения объема вытесняемого из скважины бурового раствора при спуске труб, равном 1,0, и допустимой общей вероятности ошибок контроля 0,1 по прил. 6 для вероятности ошибок первого рода, равной 0,05, находят коэффициент точности $A = 0,56$.

При вероятности ошибок второго рода, равной 0,05, для указанных условий по прил. 7 определяют коэффициент точности $A = 0,57$. Допустимая абсолютная погрешность по формуле (3.43)

$$\Delta = 0,0285 \text{ м}^3.$$

Допустимую величину относительной погрешности измерения объема бурового раствора, вытесняемого из скважины при спуске бурильных или обсадных труб, вычисляют по формуле (3.44): она равна 2,85 %.

Диапазон измерения плотности бурового раствора составляет от 0,8 до 2,6 г/см³. Допустимое отклонение от среднего значения измеряемой величины не должно превышать $\pm 0,02$ г/см³ согласно РД 39-2-803—82.

В результате статистической обработки данных об отклонениях плотности бурового раствора от заданных значений при бурении скважин установлено, что статистическое распределение уровня треугольное. Результаты экспериментальных исследований погрешностей плотномеров (ареометров, рычажных весов, автоматических плотномеров) показали, что они имеют нормальное распределение.

Отклонение половины поля допуска $\delta = 0,01$ г/см³ и среднеквадратического отклонения $\sigma_x = 0,02$ равно 0,5. Вероятность безошибочного контроля в течение межповерочного периода эксплуатации измерительных средств должна быть

не менее 0,9. Следовательно, допустимая вероятность ошибок не должна превышать 0,1.

При значениях вероятностей ошибок первого и второго рода $\alpha = \beta = 0,05$ по прил. 6 при $\delta/\sigma_x = 0,5$ находят коэффициент точности $A_\alpha = 0,865$, а по прил. 7 $A_\beta = 0,8$. По формуле (3.43) определяют допустимую абсолютную погрешность:

$$\Delta = \pm 0,00865.$$

Допустимая относительная погрешность

$$\Delta_{\text{отн}} = \pm 0,5 \, \%.$$

По данным руководящего документа РД 39-2-803–82 диапазон измерений газосодержания бурового раствора должен составлять от 1 до 20 %. Допустимое отклонение газосодержания бурового раствора – не более 4 %. Результаты анализа статистических данных о газосодержании бурового раствора при бурении скважин позволили установить, что статистическое распределение отклонений газосодержания треугольное. Распределение погрешностей измерения газосодержания нормальное.

Отношение половины поля допуска $\delta = 2 \, \%$ и среднеквадратического отклонения $\sigma_x = 2 \, \%$ равно 1.

При вероятности безошибочного контроля, равной 0,9, допустимая вероятность ошибок не должна превышать 0,1.

При значениях вероятностей ошибок первого и второго рода $\alpha = \beta = 0,05$ по прил. 6 находят коэффициент точности $A_\alpha = 0,56$, а по прил. 7 $A_\beta = 0,57$.

Величина допустимой абсолютной погрешности, рассчитанная по формуле (3.43), равна

$$\Delta = \pm 1,14 \, \%.$$

Рассмотренный методический подход к обоснованию точности контроля не зависит от физической природы технологических параметров и принципов действия средств измерений, т.е. имеет обобщенный характер. Он позволяет дать экономическое или вероятностное обоснование целесообразности контроля с заданной точностью в том или ином случае, оценить влияние различных факторов на ошибки контроля первого и второго рода и выделить наиболее существенное из них.

Методика предназначена для обоснования допустимых погрешностей измерений при контроле технологических пара-

метров бурения скважин и, следовательно, обоснования исходных технических требований к метрологическим характеристикам разрабатываемых средств измерений.

3.6. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Качество функционирования информационной системы в бурении оценивается некоторым обобщенным показателем ее эффективности, имеющим смысл вероятности выполнения задачи по оценке состояния объекта.

При этом считаются известными ряд задач, для выполнения которых предназначен объект, некоторый критерий качества их решения и допустимые значения этого критерия.

Оценить эффективность методов повышения достоверности оценки состояния технологического объекта возможно только тогда, когда известно, как при этом изменяются характеристики достоверности.

При экспоненциальном законе все информационные характеристики выражаются через интенсивность классификации. Как указывалось, достоверность контроля состояния технологического объекта определяется глубиной контроля и точностью измерения параметров, надежностью технических средств измерений и переработки данных, точностью работы операторов.

Следовательно, повышение достоверности может быть достигнуто при улучшении каждой из указанных составляющих.

Конечным результатом анализа глубины контроля является получение набора параметров объекта, относительно которого можно утверждать, что он с заданной вероятностью описывает состояние объекта. Очевидно, указанная вероятность увеличивается при определении дополнительных (сравнительно малоинформативных) параметров.

Как отмечено в работе [32], достоверность контроля есть возрастающая функция числа контролируемых параметров, асимптотически стремящаяся к единице с его увеличением.

Определить значения параметров можно либо их измерением, либо расчетом. При измерениях параметров используется соответствующая измерительная техника.

Если непосредственно определить при проведении технологического процесса некоторые параметры невозможно или

это требует больших трудозатрат и значительного времени, используют расчеты по значениям других параметров.

Установление одних параметров по значениям других называется идентификацией. В литературе [1, 3] рассмотрены примеры идентификации проницаемости образцов цементного камня по результатам измерения их прочности на изгиб, показывающие, что по прочности образцов на изгиб можно с мерой идентичности, равной 0,93, судить о проницаемости камня и т.д.

Таким образом, после установления необходимой глубины контроля состояния технологического объекта определяются значения технологических параметров.

Точность измерения параметров должна удовлетворять технологическим требованиям.

Повысить точность измерения параметров можно применением более точных измерительных средств или увеличением числа измерений одной и той же величины и статистической обработкой полученных результатов.

Статистические методы [33] позволяют по ограниченному числу измерений установить наиболее вероятное (среднее) значение измеряемой величины, вероятностную погрешность отдельного измерения и вероятностные пределы неопределенности измеряемой величины с заданным доверительным уровнем.

Область возможных отклонений результатов измерений от среднего значения, в которую попадает определенная часть результатов измерений, называется доверительным интервалом, а вероятность того, что результат определенного измерения будет находиться в этой области, доверительным уровнем.

Известно, что погрешность средств измерений в большинстве случаев имеет нормальное распределение. При этом любому доверительному интервалу соответствует определенная доверительная вероятность. Так, например, интервалу $\pm 3\sigma_x$ соответствует вероятность 0,997.

Зависимость точности определения среднего значения параметра от числа измерений при известном среднем квадратичном отклонении определяется выражением

$$\xi = \frac{j^2 \sigma^2}{n},$$

где j — коэффициент, зависящий от доверительной вероятности.

Пример. Пусть требуется найти число измерений плотнос-

ти бурового раствора для оценки его среднего значения с точностью $\xi = 0,01 \text{ г/см}^3$ при $\sigma = 0,025 \text{ г/см}^3$ и $j = 1,96$. По формуле находим

$$n = \frac{1,96^2 \cdot 0,025^2}{0,01^2} = 25.$$

Следовательно, для достижения точности определения плотности бурового раствора, равной $0,01 \text{ г/см}^3$, необходимо сделать 25 измерений.

Текущее значение контролируемой величины может быть определено путем ее непрерывного измерения. При этом, если погрешность измерительных средств больше требуемой, то ее анализируют, выявляют влияющие факторы и стремятся уменьшить путем внесения поправок.

Если дополнительная погрешность вызвана изменением температуры, влажности окружающей среды, вибрациями или изменяющимися свойствами самих измеряемых материалов, то определяют степень влияния каждого из указанных факторов на точность измерения и компенсируют это влияние расчетным методом.

Если технологический объект является источником значительных помех, то полезный сигнал фильтруют от помех. Например, при измерении давлений на выкиде буровых насосов показания манометров колеблются не только при изменении давлений в циркуляционной системе, но и при вибрации оборудования.

Существуют различные типы фильтров, различающиеся по эффективности работы, сложности, длительности выделения полезной информации [33].

При проектировании систем контроля выбирают наилучшие фильтры с учетом точности их работы, простоты обслуживания и загрузки ими при многократных использованиях вычислительных устройств.

В связи с приближенностью оценок статистических характеристик контролируемых величин и помех предполагается, что корреляционная функция контролируемых величин $x(t)$ при стационарном случайном процессе аппроксимируется функцией

$$k_x(\tau) = \sigma_x^2 e^{-\alpha(\tau)}, \quad (3.45)$$

где σ_x^2 — дисперсия полезного сигнала; α — коэффициент экспоненты.

Мешающие воздействия $y(t)$, являющиеся случайным стационарным процессом, коррелированным с контролируемыми величинами, складываются с контролируемыми величинами и имеют корреляционную функцию

$$k_y(\tau) = k\sigma_x^2 e^{-m\alpha(\tau)}, \quad (3.46)$$

где k и m — коэффициенты.

На выходе измерительного устройства получается величина $z(t)$:

$$z(t) = x(t) + y(t). \quad (3.47)$$

Выходная величина $b(t)$ после фильтрации $z(t)$ при использовании им непрерывного линейного фильтра определяется так:

$$b(t) = \int_{T_1}^{T_2} g(s)z(t+s)ds, \quad (3.48)$$

где $g(s)$ — весовая функция фильтра.

При $T_2 > 0$ для оценки контролируемых величин необходимо знать прогнозные значения контролируемых величин.

Качество фильтрации оценивается средним квадратичным отклонением величин $b(t)$ и $x(t)$:

$$\sigma^2 = M[b(t) - x(t)]. \quad (3.49)$$

Для определения асимптотической оценки возможностей фильтрации используется понятие оптимального линейного статистического фильтра, под которым понимается фильтр, полученный при подстановке в формулу (3.48) пределов $T_1 = -T_2 = \infty$ и определении весовой функции фильтра $g(s)$ из условия минимизации среднего квадратичного отклонения σ .

Для отделения от значений контролируемых величин высокочастотных помех используется способ вычисления скользящего среднего:

$$b(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t z(s)ds, \quad (3.50)$$

где T — интервал усреднения.

Погрешность этого метода фильтрации определяют по формуле (3.49).

Интервал усреднения находят из условия минимизации погрешности фильтрации.

Широкое распространение получило использование для фильтрации метода экспоненциального сглаживания.

Экспоненциальный фильтр представляет собой звено системы с передаточной функцией

$$W(P) = \frac{V}{V - P}, \quad (3.51)$$

где V — коэффициент экспоненциального сглаживания.

Погрешность фильтрации определяют по формуле

$$\sigma^2 = \sigma_x^2 \left[\frac{kV}{\alpha m + V} + \frac{\alpha}{\alpha + V} \right]. \quad (3.52)$$

Значения контролируемых параметров на фоне помех выделяют с помощью статистических фильтров путем последовательных во времени замеров. При этом даже подбор масштабного коэффициента позволяет снизить влияние помехи на результат измерений.

При использовании двух последних во времени точек замеров для фильтрации используют следующие вычислительные операции:

$$b(t) = g_1 z(t) + g_2 z(t - t_0) - m_x (g_1 + g_2 - 1). \quad (3.53)$$

Коэффициенты находят из уравнений

$$g_1 = \frac{k_z(t_0)k_{xz}(t_0) - k_z(0)k_{xz}(0)}{k_z^2(t_0) - k_z^2(0)}; \quad (3.54)$$

$$g_2 = \frac{k_z(t_0)k_{xz}(t_0) - k_z(0)k_{xz}(0)}{k_z^2(t_0) - k_z^2(0)}. \quad (3.55)$$

Погрешность фильтрации

$$\sigma^2 = \sigma_x^2 - g_1 k_{xz}(0) - g_2 k_{xz}(t_0). \quad (3.56)$$

Проведенный анализ эффективности работы фильтров [25, 23] показывает, что в большинстве случаев целесообразно использовать фильтрацию типа экспоненциального сглаживания, реализация которого в большинстве случаев проста, а точность достаточно высока.

Иногда для повышения достоверности контроля применяют интегрирование и усреднение.

Процедуры вычислений суммарных $S_x(t)$ и средних $Q_x(t)$ значений аналогичны и в основном сводятся к интегрированию непрерывно изменяющейся за интервал времени $t_1 \div t_{n+1}$ контролируемой величины $x(t)$:

$$s_x(t) = \int_{t_1}^{t_{n+1}} x(t) dt; \quad (3.57)$$

$$Q_x(t) = \frac{1}{n(t_{n+1} - t_1)} \int_{t_1}^{t_{n+1}} x(t) dt. \quad (3.58)$$

Рассмотрим пример определения среднего значения измеряемой величины. Для определения статического противодействия столба бурового раствора на пласт измеряют плотность бурового раствора. Допуски на плотность бурового раствора устанавливаются жесткие ($\pm 0,02$ г/см³), поэтому контролируемая величина часто выходит за пределы допуска, что вызывает управляющие воздействия. Если определить усредненное значение плотности или давления столба бурового раствора на пласты, то при выходе плотности отдельных пачек бурового раствора за нижний или верхний пределы допустимых значений среднее значение плотности всего столба бурового раствора останется в пределах допуска, т.е. уменьшатся потери на регулирование этого параметра.

При контроле комплекса параметров возможно повышение достоверности измерений одних из них за счет информации, вносимой другими. Например, о дифференциальном расходе бурового раствора можно судить по разности показаний расходомеров, установленных на входе в скважину и выходе из нее, а также по уровню бурового раствора в приемной емкости или по уровню баланса, связывающего между собой на любом выделенном участке циркуляционной системы все потоки.

Повышение достоверности результатов измерений расходов достигается их корректировкой по уровню баланса. При этом возможна оценка систематической составляющей погрешности средств измерений.

При дискретном измерении параметров или дискретной обработке полученной информации полученные результаты относят не только к моменту производства измерительных операций, но и ко всему интервалу времени между измерениями. Возникают дополнительные погрешности дискретизации, для уменьшения которых производят экстра- и интерполяцию значений измеряемого параметра.

При измерении быстро изменяющихся величин возникают динамические погрешности, которые могут корректироваться вычислительными методами.

Достоверность результатов контроля технологических параметров зависит от надежности функционирования средств измерений. При конструировании контрольно-измерительных устройств с целью обеспечения их высокой надежности стремятся использовать наиболее надежные, унифицирован-

ные элементы, применяют резервирование отдельных элементов, узлов или блоков в целом. Резервирование позволяет из малонадежных элементов проектировать надежные измерительные устройства, однако при этом возрастают их масса и стоимость.

При изготовлении технических средств измерения можно повысить их надежность, совершенствуя технологию производственных процессов, применяя статистический контроль качества продукции, осуществляя тренировку элементов и узлов.

Правильная эксплуатация позволяет обеспечить надежность средств контроля, заложенную в процессе ее проектирования и изготовления.

Научная организация эксплуатации включает в себя научно обоснованные методы проведения профилактических мероприятий и ремонтов, позволяющие своевременно произвести смену или ремонт таких элементов, вероятность отказа которых велика.

Безошибочность действия операторов зависит от многих факторов, к числу которых относится степень согласованности возможностей человека и конструкции технических устройств. По этой проблеме накоплен экспериментальный материал [33], на основании которого могут быть разработаны требования к техническим системам по обеспечению безошибочности работы операторов в условиях дефицита времени. Частота появления типичной ошибки операторов — пропуска сигналов — является логарифмической функцией скорости поступления сигналов, на которые должен был отреагировать оператор. Количество ошибок существенно возрастает при перегрузке информацией, в частности, при увеличении числа источников информации, которые должен использовать оператор в своей работе. Увеличение интенсивности ошибок оператора было обнаружено при проведении психологических экспериментов на тренажерах.

Многие психологи считают одним из важнейших путей повышения безошибочности работы операторов их тщательный отбор.

Глава 4

ПОГРЕШНОСТИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

4.1. ВИДЫ ПОГРЕШНОСТЕЙ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Качество результатов измерений принято характеризовать погрешностью, т.е. числом, указывающим разность между результатами измерений и действительными их значениями. Эту разность называют *абсолютной погрешностью*.

Абсолютная погрешность не дает возможности, однако, судить о точности измерений, так как одно и то же ее значение, например, $\Delta_x = 1 \text{ см}^3/\text{с}$, при расходе $x_1 = 100 \text{ см}^3/\text{с}$ соответствует достаточно высокой точности, а при $x_2 = 10 \text{ см}^3/\text{с}$ — низкой.

В связи с этим чаще используют *относительную погрешность*, равную отношению абсолютной погрешности к номинальному значению измеряемой физической величины и выраженную в процентах. Такое представление погрешности более удобно в большинстве случаев, так как сопоставляет ошибку измерений и измеряемую величину.

Погрешности средств измерений характеризуются приведенной погрешностью.

Под приведенной погрешностью понимают отношение абсолютной погрешности средства измерения к некоторому нормирующему значению x_N .

Нормирующее значение принимается равным:

конечному значению шкалы прибора, если нулевая отметка находится на краю шкалы;

номинальному значению измеряемой величины.

Приведенная погрешность выражается в процентах, но не является относительной погрешностью.

Измерение тем более точно, чем меньше его погрешность. Точность количественно можно охарактеризовать числом, равным обратному значению относительной погрешности. Например, если погрешность измерения равна 1 %, то точность этого измерения будет 100.

Точность измерения зависит от методов, измерительных средств, влияния окружающей среды и т.д. Следует отметить,

что погрешности средств измерений и погрешности результатов измерений — понятия не идентичные. Если погрешность измерений определяется числом, указывающим возможные границы неопределенности значения измеряемой величины, то погрешность средства измерения является его свойством, определяемым при испытаниях.

Кроме погрешностей приборов при измерениях возникают методические погрешности, связанные не с используемым средством измерения, а с методом его применения. Например, погрешности отсчета и обработки результатов наблюдения, точки измерения температуры, давления и др.

Погрешность средств измерений в общем случае рассматривается как случайная величина, вероятностные свойства которой определяются статическими характеристиками. По свойствам погрешности разделяют на два класса: систематические и случайные.

Систематические погрешности при повторных измерениях постоянны или изменяются по определенному закону. Они представляют собой определенную функцию конструктивных, технологических особенностей средств измерений и условий их применения и не зависят от числа измерений. В зависимости от причин возникновения систематические погрешности разделяют на следующие виды: погрешности принципа измерений; инструментальные; погрешности вследствие неправильной установки измерительного устройства; погрешности в результате внешних воздействий и т.д.

Погрешности принципа измерений — следствие применения приближенных эмпирических формул и функциональных зависимостей.

Например, при определении стабильности эмульсионного бурового раствора по значениям напряжения электропробоя возникают погрешности принципа измерений, положенного в основу метода.

Таким образом, причина таких погрешностей заключается в том, что величина, которую измеряют, только приблизительно отражает нужную, хотя гораздо проще реализуется. Этот способ замены того, что нужно, тем, что несколько хуже и проще, широко распространен и позволяет создавать простые и надежные приборы.

Инструментальные погрешности являются следствием свойств средств измерений: конструкции, технологии изготовления, неисправностей, возникающих при эксплуатации (износ, старение, перегрузка).

Инструментальные погрешности обязаны своим возникно-

вением недостаточно высокому качеству элементов измерительных систем. Например, при измерении плотности бурового раствора в приемных емкостях используется пьезометрический плотномер, принцип действия которого основан на измерении разности давлений столба жидкости на различной глубине. Точность измерений разности указанных давлений зависит от качества применяемого преобразователя. Примером рассматриваемых погрешностей могут служить погрешности измерительного прибора, вызванные неточной градуировкой его шкалы.

Погрешность ряда средств измерений зависит от положения их подвижных частей по отношению к неподвижным. К таким средствам измерений относятся устройства с использованием механического равновесия: весы, ротационные вискозиметры и др. В процессе измерений возникают погрешности вследствие внешних влияний: температуры, влажности, гравитационных, магнитных, электрических и других полей.

Систематические погрешности подразделяются на постоянные и переменные. Последние могут изменяться периодически, изменяя знак и значение монотонно в сторону уменьшения или увеличения, либо по более сложному закону.

У средств измерений часто выделяют погрешности, которые растут пропорционально выходному сигналу. Эти погрешности называют мультипликативными. Причинами возникновения мультипликативных погрешностей могут быть изменение коэффициента усиления, изменение жесткости трубки Бурдона манометра или пружины прибора и др.

Погрешности, возможные значения которых не зависят от уровня выходного сигнала, называют аддитивными. Примерами аддитивных погрешностей являются погрешности от трения в опорах подвижной части измерительного механизма, электрические наводки, шумы на входе прибора и др.

Систематические погрешности вызывают смещение результата измерения. Для уменьшения или исключения систематических погрешностей необходимо их оценить и принять меры по устранению источников погрешности или по компенсации погрешностей в процессе измерений либо внести поправки в результаты измерений.

Источники инструментальных погрешностей могут быть устранены до измерений соответствующей регулировкой средств измерений. Для устранения влияния температуры, магнитных полей и вибраций применяют соответственно термостатирование, экранирование, амортизацию средств измерений.

Выявление имеющихся в данном измерении систематических погрешностей представляет собой весьма трудную задачу. Решать ее следует путем изучения источников погрешностей и внесения соответствующих поправок, проверкой всех мер и измерительных средств, точной установкой указателей перед проведением измерений в нулевое положение и т.д.

Систематическая составляющая Δ_c погрешности определяется комплексом характеристик:

- пределом допускаемой $\Delta_{с,д}$ систематической составляющей погрешности средств измерения данного типа;

- математическим ожиданием $M[\Delta_c]$ систематической составляющей погрешности средств измерения данного типа;

- средним квадратическим отклонением $\sigma(\Delta_c)$ систематической составляющей погрешности средств измерений данного типа.

Постоянная систематическая погрешность — погрешность, остающаяся неизменной и поэтому повторяющаяся при каждом наблюдении или измерении. Такая погрешность будет, например, присутствовать в измерениях, выполняемых с использованием одних и тех же мер, имеющих систематическую погрешность: гирь, резисторов и т.д. К постоянным можно отнести и личные погрешности опытных экспериментаторов (у неопытных они обычно носят характер случайных).

Прогрессирующими называются погрешности, медленно изменяющиеся с течением времени. Их, как правило, вызывают процессы старения тех или иных деталей. Прогрессирующие погрешности могут быть скорректированы введением поправки лишь в данный момент, в дальнейшем они вновь монотонно возрастают. Поэтому прогрессирующие погрешности требуют постоянного повторения коррекции. Другая особенность таких погрешностей состоит в том, что их изменение во времени представляет собой нестационарный процесс.

Случайными называются неопределенные по величине или недостаточно изученные погрешности. Они зависят от сложной совокупности причин, трудно поддающихся анализу. Наличие случайных погрешностей обнаруживается при повторных измерениях в виде некоторого разброса результатов. В подавляющем большинстве процесс проявления этих погрешностей есть стационарный случайный процесс. Поэтому разноеобразие их значений определяется законом распределения их вероятностей, параметрами этого закона. Известно, что случайные погрешности средств измерений имеют либо нор-

мальный или близкий к нему, либо равномерный законы распределения [33, 34].

Рассмотрим на примерах, какие законы распределения имеют используемые при бурении скважин средства измерений.

Пример 1. Крутящий момент роторного стола, приводящего во вращение колонну труб с инструментом, измеряют в комплексе СКУБ с помощью датчика преобразователя усилий.

Для определения закона распределения погрешностей измерений крутящего момента и статистических характеристик распределения проведены экспериментальные исследования, результаты которых приведены в табл. 4.1.

Значение плотности эмпирического распределения равно отношению частоты к соответствующему интервалу диапазона измерения параметра.

Вычисленные значения функции плотности эмпирического распределения приведены в табл. 4.1.

Эти результаты показали, что полученное эмпирическое распределение может быть отнесено к нормальному распределению.

Среднее значение и среднеквадратическое отклонение равны:

$$\bar{x} = 10,8 \text{ кНм}, \quad \sigma = 0,3 \text{ кНм}.$$

После подстановки значений характеристик $\bar{x}$ и σ функция плотности нормального распределения примет вид

$$f(x) = 1,33e^{-\frac{(x-10,8)^2}{0,18}}. \quad (4.1)$$

В табл. 4.1 приведены вычисленные значения плотности нормального распределения.

Таблица 4.1

Распределение погрешностей измерения крутящего момента на роторе

Интервал значений, кНм	Середина интервала, кНм	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
9,875–10,125	10,00	1	0,02	0,08	0,034
10,125–10,375	10,25	3	0,06	0,24	0,23
10,375–10,625	10,50	10	0,21	0,85	0,80
10,625–10,875	10,75	19	0,4	1,6	1,38
10,875–11,125	11,00	11	0,23	0,92	1,05
11,125–11,375	11,25	2	0,04	0,16	0,4
11,375–11,625	11,50	2	0,04	0,16	0,08

Определена мера расхождения между эмпирическим и теоретическим распределениями: $\chi^2 = 3,99$.

Так как нормальное распределение двухпараметрическое, а число интервалов в диапазоне погрешностей измерения момента на роторе равно 7, то число связей $r = 4$.

По таблице приложения 1 [31] для $r = 4$ и $\chi^2 = 3,99$ найденный критерий согласованности теоретического и эмпирического распределений равен 0,4 и значительно превышает допустимое значение, равное 0,05.

Таким образом, распределение погрешностей измерения измерителя момента на роторе, полученное по опытным данным, согласуется с нормальным распределением.

Пример 2. Для непрерывного измерения уровня бурового раствора в приемной и других емкостях в комплексе СКУБ используется преобразователь перемещения поплавка в электрический сигнал, датчик и вторичный прибор.

Для определения закона распределения погрешностей измерения уровня бурового раствора в емкостях и статистических характеристик распределения проведены экспериментальные исследования, результаты которых даны в табл. 4.2.

Значение плотности эмпирического распределения равно отношению частоты к соответствующему интервалу диапазона измерения параметра.

Вычисленные значения функции плотности эмпирического распределения приведены в табл. 4.2.

Эти результаты показали, что полученное эмпирическое распределение может быть отнесено к нормальному распределению.

Среднее значение и среднестатистическое отклонение равны: $\bar{x} = 111,8$ см, $\sigma = 1,04$ см.

После подстановки значений характеристик $\bar{x}$ и σ функция плотности нормального распределения примет вид

$$f(x) = 0,38e^{-\frac{(x-111,8)^2}{2,166}}. \quad (4.2)$$

В табл. 4.2 приведены вычисленные значения функции плотности нормального распределения.

Определена мера расхождения между эмпирическим и теоретическим распределениями $\chi^2 = 6,9$.

Так как нормальное распределение двухпараметрическое, а число интервалов в диапазоне погрешностей измерения нагрузки на крюке равно 7, то число связей $r = 4$.

Таблица 4.2

Распределение погрешности измерения уровня

Интервал уровня, см	Середина интервала, см	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпириче- ская	теорети- ческая
110,5–111,5	111	1	0,007	0,007	0,01
111,5–112,5	112	7	0,05	0,05	0,08
112,5–113,5	113	34	0,24	0,24	0,28
113,5–114,5	114	55	0,39	0,39	0,321
114,5–115,5	115	35	0,248	0,25	0,20
115,5–116,3	116	8	0,056	0,05	0,04
116,5–117,5	117	1	0,007	0,007	0,004

По таблице приложения 1 [3] для $r = 4$ и $\chi^2 = 6,9$ найденный критерий согласованности теоретического и эмпирического распределений равен 0,17 и значительно превышает допустимое значение, равное 0,05.

Таким образом, распределение погрешностей измерения уровня бурового раствора согласуется с нормальным распределением.

Случайная составляющая Δ погрешности определяется комплексом характеристик:

пределом $\sigma_{\Delta}(\Delta)$ допускаемого среднего квадратического отклонения случайной составляющей погрешности средств измерений данного типа;

автокорреляционной функцией $R_{\Delta}^{\circ}(\lambda)$ или спектральной плотностью $S_{\Delta}^{\circ}(w)$ случайной составляющей погрешности средств измерений данного типа.

Измерительные средства работают в сложных, изменяющихся во времени условиях. Поэтому наряду с чувствительностью к измеряемой величине они обладают некоторой чувствительностью и к неизмеряемым, но влияющим величинам. Прежде всего это температура, атмосферное давление, тряска и вибрация, напряжение источника питания, коэффициент содержания гармоник (клирфактор) питающего напряжения и т.д.

Температура в пределах 20 ± 2 °С, атмосферное давление и напряжение в пределах ± 5 % от нормального, клирфактор не более 1 % и другие условия, оговоренные в технической документации, принято называть нормальными, а суммарную результирующую погрешность, возникающую в этих условиях, — основной погрешностью.

В эксплуатационных условиях прибор должен работать при изменении температуры от -50 до $+50$ °С, напряжения

питания — на $\pm 20\%$, клирфактора — от 1 до 10 %, что вызовет значительно большие погрешности. Изменение показаний прибора при отклонении условий эксплуатации от нормальных называют дополнительными погрешностями и нормируют коэффициентами влияния изменения отдельных влияющих величин на изменение показаний.

При измерении технологических параметров, изменяющихся во времени, возникают динамические погрешности, обусловленные инерционными свойствами средств измерений. Если с помощью регистрирующего прибора осуществлена запись изменяющейся величины, то разность полученной функции и действительного процесса изменения регистрируемой величины во времени (с учетом необходимых масштабных преобразований) представляет собой динамическую погрешность данного динамического измерения. В этом случае она также функция времени, и для каждого момента времени можно определить мгновенную и динамическую погрешности.

Однако инерционные свойства прибора могут быть такими, что изменение измеряемой величины за время измерения вызовет определенную погрешность в результатах измерений мгновенных значений. В этом случае полученная совокупность мгновенных значений не будет совпадать с процессом изменения измеряемой величины во времени и их разность даст динамическую погрешность. Соответственно погрешность измерения отдельной мгновенной величины, обусловленную темпом изменения этой величины и инерционными свойствами средства измерения, естественно назвать мгновенной динамической погрешностью. Следует заметить, что по своим свойствам динамические и дополнительные погрешности обычно являются систематическими. Однако при нестабильности влияющих величин и формы входного сигнала они могут стать случайными.

Обнаружение систематических погрешностей представляет собой сложную задачу. Проверка отсутствия систематического сдвига (тренда) в результатах измерения производится перед началом наблюдений. Тренд может быть вызван постепенным уходом параметров измерительной аппаратуры от постоянных (номинальных или рабочих) значений в процессе эксперимента, резким изменением внешних условий проведения измерений от начала к концу эксперимента и т.д. Необнаруженный тренд может привести в дальнейшем — при обработке результатов измерений — к резкому их искажению.

В процессе выполнения измерения для обнаружения систематической погрешности полезно пользоваться графиком, на который наносят результаты наблюдений в той последовательности, в какой они были получены. Общая картина расположения полученных точек позволяет обнаружить систематическое изменение результата наблюдений без математического анализа.

Если обнаружено закономерное изменение результатов наблюдений и известно, что измеряемая величина при этом не изменялась, то это свидетельствует о наличии закономерно изменяющейся систематической погрешности. Если обнаружено наличие систематической погрешности, то обычно удается ее оценить и устранить. Однако при точных измерениях это зачастую вызывает большие трудности.

Систематическую составляющую погрешности средства измерения можно найти по формуле

$$\Delta_c = \frac{\bar{\Delta}_m + \bar{\Delta}_b}{2}, \quad (4.3)$$

где $\bar{\Delta}_m$ — средняя погрешность, устанавливаемая при многократном изменении параметра от меньших значений до измеряемых; $\bar{\Delta}_b$ — средняя погрешность, устанавливаемая при многократном изменении параметра от больших значений до измеряемых.

Вариация в измерении определяется как средняя разность между значениями измеряемой величины при многократном изменении параметра от меньших и больших значений до измеряемого:

$$b = |\bar{\Delta}_m - \bar{\Delta}_b|. \quad (4.4)$$

Для определения систематической погрешности целесообразно выполнить измерение принципиально разными способами или сравнить результаты измерений одной и той же величины, полученные разными экспериментаторами в различных лабораториях.

Для определения и устранения постоянных систематических погрешностей используются методы замещения, противопоставления и компенсации погрешностей по знаку.

Метод замещения представляет собой разновидность метода сравнения, когда сравнение осуществляется путем замены измеряемой величины известной величиной таким образом, что в состоянии и действии всех используемых средств измерений не происходит никаких изменений.

Метод противопоставления — это разновидность метода сравнения. Измерение выполняется с двумя наблюдениями, проводимыми таким образом, чтобы причина постоянной погрешности оказывала разные, но известные по закономерности воздействия на результаты наблюдений.

При нормальном законе распределения погрешностей средней квадратической ошибке σ соответствует доверительная вероятность 0,68, удвоенной средней квадратической ошибке (2σ) — доверительная вероятность — 0,95, утроенной (3σ) — 0,997.

Наряду со среднеквадратической погрешностью часто пользуются средней арифметической погрешностью, вычисляемой по формуле

$$r_n = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\bar{x} - \bar{x}_n|, \quad (4.5)$$

где $\bar{x}$ — действительное значение физической величины; $\bar{x}_n$ — результат измерений.

При достаточно большом числе наблюдений между r и σ существуют простые отношения:

$$\sigma = 1,25r \text{ или } r = 0,80\sigma.$$

В большинстве случаев целесообразнее пользоваться величиной σ , так как легче по таблицам определять соответствующие вероятности.

Если измеряемая величина является суммой (или разностью) двух или нескольких величин, результаты измерений которых независимы, то средняя квадратическая ошибка суммы (или разности) двух или нескольких независимых величин равна корню квадратному из суммы дисперсий отдельных слагаемых.

Отсюда следует, что значение отдельных ошибок в общей ошибке результата измерений очень быстро падает при их уменьшении. Если необходимо повысить точность измерений заданной величины, то нужно в первую очередь стремиться уменьшить ту ошибку измерения, которая больше. Но если слагаемых много, то и малые ошибки могут внести заметный вклад в суммарную ошибку.

Среднее арифметическое из ряда измерений имеет меньшую ошибку, чем результат каждого отдельного измерения. Пусть

$$\bar{x} = \frac{x_1}{n} + \frac{x_2}{n} + \dots + \frac{x_n}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}.$$

Дисперсия этой величины определяется как

$$S_{\bar{x}}^2 = \frac{S^2}{n^2} + \frac{S^2}{n^2} + \dots + \frac{S^2}{n^2} = \frac{nS^2}{n^2}$$

или

$$S_{\bar{x}} = \frac{S}{\sqrt{n}}.$$

Средняя квадратическая погрешность среднего значения равна средней квадратической погрешности отдельного результата, деленной на корень квадратный из числа измерений, т.е. точность измерений возрастает при увеличении числа наблюдений.

Для определения доверительной вероятности отклонения от истинного значения среднего арифметического значения результата измерений вместо величины σ_{xi} используется ве-

личина $\frac{\sigma_{xi}}{\sqrt{n}}$

При определении средней квадратической ошибки из малого числа наблюдений последняя находится с малой точностью. Обусловленная этим погрешность в определении ошибки приводит к тому, что уменьшается надежность ее оценки, причем тем сильнее, чем меньше величина n .

В данном случае выявляется различие между генеральной и выборочной дисперсией. Если определена выборочная дисперсия σ^2 для некоторого числа наблюдений n , то для заданного доверительного интервала $\pm \Delta x$ доверительную вероятность α находят по формуле

$$P = \left(\bar{x} - t_{\alpha n} \frac{\sigma_n}{\sqrt{n}} < x < \bar{x} + t_{\alpha n} \frac{\sigma_n}{\sqrt{n}} \right), \quad (4.6)$$

где $t_{\alpha n}$ — коэффициент Стьюдента.

Коэффициент Стьюдента определяют по формуле (2.6).

Значения коэффициентов Стьюдента в зависимости от числа измерений и доверительной вероятности представлены в таблице.

Рассмотрим пример оценки случайных погрешностей по результатам измерений.

Пример. В результате 5-кратного измерения плотности проб бурового раствора, выходящего из скв. 81 площади Брагуны при глубине скважины 3916 м, получено среднее значение 2,09 г/см³. Средняя квадратическая ошибка, опреде-

ленная из этих измерений, равна 0,0144. Необходимо найти доверительную вероятность того, что среднее значение отличается от действительного значения не более, чем на 0,02, т.е. будет выполняться неравенство

$$2,07 < x < 2,11.$$

Значение коэффициента Стьюдента найдем, подставив указанные величины в формулу

$$t_{\alpha n} = \frac{\Delta x \sqrt{n}}{\sigma_n} = \frac{0,02 \sqrt{5}}{0,0144} = 3,3.$$

По таблице [31] находим, что $P = 0,97$, т.е. неравенство с большей вероятностью выполняется.

Поскольку погрешности измерений определяют лишь зону недоверности результатов, их не требуется знать очень точно.

В окончательной записи погрешность измерения принято выражать числом с одной или с двумя значащими цифрами. Две цифры используют при наиболее точных измерениях, а также если цифра старшего разряда числа, выражающего погрешность, равна трем или меньше трех; при этом для младшего разряда обычно применяют только цифру 5.

4.2. КЛАССЫ ТОЧНОСТИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Средства измерений даже одного и того же типа обладают различными погрешностями. Для оценки погрешности результатов измерений, полученных с помощью средства измерений, пользуются нормированными значениями погрешностей, являющимися предельными для данного типа приборов. Нормируются основная и дополнительная погрешности.

Класс точности средств измерений характеризует основную и дополнительные погрешности.

Если основную долю основной погрешности средства измерения составляет мультипликативная часть и погрешность возрастает пропорционально текущему значению измеряемой величины, то его класс точности указывается в виде значения

$$j_s = \frac{\Delta(x)}{x}, \text{ выражаемого в процентах.}$$

Если основную долю основной погрешности составляет аддитивная часть Δ_0 и она остается постоянной при любых значениях, то нормируют приведенное к верхнему пределу измерений x значение этой погрешности:

$$j_0 = \frac{\Delta_0}{\bar{x}_N}. \quad (4.7)$$

При наличии у средства измерений и аддитивной, и мультипликативной составляющих погрешности его приведенная погрешность линейно возрастает от j_0 до j_s :

$$j_n = j_0 + j_s \frac{x}{x_N}. \quad (4.8)$$

Следовательно, при использовании средства измерений, например, манометра, следует иметь в виду, что указанный класс его точности относится к диапазону измерений от значений порога чувствительности (аддитивной погрешности) до верхнего предела измерений.

Значение приведенной погрешности j_0 , выраженное в процентах, используется для обозначения класса точности: 6—4—2,5—1,0—0,5—0,2—0,1 и т.д. Значение класса точности прибора маркируется на его шкале. Если класс точности прибора установлен по значению мультипликативной составляющей, то обозначение на шкале прибора класса точности обводится кружком. Например, 1,0 означает, что $j_s = 1,0\%$.

Если класс точности прибора установлен по значению аддитивной погрешности, то он указывается без каких-либо подчеркиваний.

Если шкала прибора неравномерна, то класс точности указывается в долях от длины шкалы и обозначается как 1,0.

Обозначение класса точности в виде 1,0/1,5 указывает, что погрешность прибора нормирования по двучленной формуле с $j_n = 1,0\%$ и $j_k = 1,5\%$.

Иногда указывают погрешность по диапазонам измерений.

Погрешность результата прямого однократного измерения зависит от многих факторов, но прежде всего определяется погрешность используемых средств измерений.

4.3. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Математическую обработку результатов измерений производят с целью исключения грубых ошибок (промахов), уменьшения систематической и случайной составляющих погрешностей в используемом результате.

Результаты измерений обрабатывают поэтапно: сначала выявляют результаты промахов, а затем систематические и случайные составляющие погрешностей, при необходимости

вводят поправки, производят вычисления, результаты которых округляют.

Для определения резко выделяющихся результатов измерений (промахов) все результаты измерений располагают в порядке возрастания, т.е. составляют вариационный ряд:

$$x_1 < x_2 < x_3 \dots < x_i < x_{i+1} < \dots < x_{n-1} < x_n.$$

Соответственно крайние члены представят наименьший x_1 и наибольший x_n члены ряда.

Для проверки наличия грубых ошибок (промахов) в результатах измерений необходимо вычислить среднее значение измеряемой величины $\bar{x}$ и среднее квадратическое значение погрешности всех измерений, включая подозреваемое значение, которое недопустимо велико или мало, и рассчитать отношение

$$r_{\max} = \frac{|x - x_i|}{\sigma}.$$

По табл. 4.3 вероятности появления значений r в ряду измерений определяют, какой вероятности соответствует полученное значение r .

Если вероятность случайного появления измеренного значения физической величины достаточно мала, то этот резуль-

Т а б л и ц а 4.3

n	β			
	0,1	0,05	0,025	0,01
3	1,41	1,41	1,41	1,41
4	1,65	1,69	1,71	1,72
5	1,79	1,87	1,92	1,96
6	1,89	2,00	2,07	2,13
7	1,97	2,09	2,18	2,27
8	2,04	2,17	2,27	2,37
9	2,10	2,24	2,35	2,46
10	2,15	2,29	2,41	2,54
11	2,19	2,34	2,47	2,61
12	2,23	2,39	2,52	2,66
13	2,26	2,43	2,56	2,71
14	2,30	2,46	2,60	2,76
15	2,33	2,49	2,64	2,80
16	2,35	2,52	2,67	2,84
17	2,38	2,55	2,70	2,87
18	2,40	2,58	2,73	2,90
19	2,43	2,60	2,75	2,93
20	2,45	2,62	2,78	2,96
21	2,47	2,64	2,80	2,98
22	2,49	2,66	2,82	3,01
23	2,50	2,68	2,84	3,03
24	2,52	2,70	2,86	3,05
25	2,54	2,72	2,88	3,07

тат можно отнести к числу промахов и исключить из результатов измерения.

Пример. При измерениях статического напряжения сдвига бурового раствора через 10 мин получены следующие результаты, Па: 3,4; 3,5; 3,4; 3,5; 3,3; 3,4; 3,5; 3,6; 4,5; 3,4; 3,3; 3,5; 3,3; 3,4; 3,6.

Среднее значение результатов измерений равно 3,513 Па, если учитывать все результаты измерений. Но результат девятого измерения — явный промах.

Среднее квадратическое отклонение равно 0,087.

$$r_{\max} = \frac{4,5 - 3,5}{0,087} = \frac{1,0}{0,087} = 11,5.$$

Наибольшее значение $r_{\max}$ для $n = 15$, приведенное в табл. 4.3, равно 2,8, чему соответствует вероятность 0,01. Так как с ростом $r_{\max}$ соответствующее значение вероятности уменьшается, то при $r_{\max} = -11,5$ эта вероятность должна быть значительно меньше 0,01. Отсюда следует, что результат 4,5 Па надо отбросить, считая его промахом.

Среднее значение для оставшихся результатов измерений равно 3,44 Па, а среднее квадратическое отношение — 0,071 Па. Для результата 3,6 Па

$$r_{\max} = \frac{0,156}{0,071} = 2,19.$$

Из табл. 4.3 видно, что этому значению соответствует вероятность, большая 0,1, и результат 3,6 Па, разумеется, нужно оставить.

Решая вопрос об отбрасывании высказывающего результата измерения, целесообразно выяснить, как сильно оно меняет окончательный результат.

Систематическая составляющая основной погрешности средства измерений оценивается с погрешностью, определяемой погрешностью образцовых средств измерений. Неисключенный остаток погрешности, вызванной влияющей величиной, определяется неточностью измерения этой величины и определения ее коэффициента влияния.

Если реализация каждой элементарной систематической погрешности известна, то их сумма дает общую систематическую погрешность результата, которую можно устранить введением поправки. Если реализация элементарных погрешностей остается неизвестной, то для каждой из них обычно находят только оценку ее границ θ_j :

$$-\theta_j \leq V_j \leq +\theta_j.$$

В этих условиях распределение элементарных систематических погрешностей считают равномерным; тогда доверительные границы систематической погрешности результата измерения определяются по формуле

$$\theta = K \sqrt{\sum_{j=1}^m \theta_j^2},$$

где m — число элементарных систематических погрешностей.

По величине отношения модуля разности средних значений результатов многократных измерений исследуемых величин и корня квадратного из суммы их дисперсий можно судить об отсутствии или наличии систематических погрешностей.

Если это отношение значительно превышает единицу, то имеются основания предполагать наличие систематических погрешностей в обоих измеренных значениях или по крайней мере в одном из них.

Пример. Измерение условной вязкости бурового раствора произведено двумя лаборантами многократно. Результаты обработки полученных данных:

$$\bar{T}_1 = 62 \text{ с}; \quad \sigma_1 = 0,2 \text{ с};$$

$$\bar{T}_2 = 64 \text{ с}; \quad \sigma_2 = 0,3 \text{ с}.$$

Отношение модуля разности средних значений к корню квадратному из суммы их дисперсий равно

$$\frac{\bar{T}_2 - \bar{T}_1}{\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}} = \frac{2}{\sqrt{0,2^2 + 0,3^2}} = 5,5.$$

Приведенные значения T_1 и T_2 можно считать результатами большого числа измерений, поэтому σ_1 и σ_2 являются достаточно надежными оценками соответствующих квадратических отклонений. Но тогда, исходя из закона нормального распределения, получаем:

$$P \left[\frac{\bar{T}_2 - \bar{T}_1}{\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}} \geq 5,5 \right] = 99\%.$$

Эта вероятность достаточно велика, что свидетельствует о наличии систематических погрешностей в значениях T_1 и T_2 .

Систематическую составляющую погрешность измерений уменьшают путем выбора надлежащей методики измерений и расчетом соответствующих поправок.

Рассмотрим описание метода, позволяющего уменьшить влияние случайных погрешностей измерения.

Полной характеристикой случайных погрешностей является закон их распределения. Для установления закона распределения погрешностей измерений производят многократные измерения.

Полученные результаты обрабатывают в такой последовательности: по экспериментальным данным строят эмпирическую зависимость значений погрешностей от их частоты; выдвигают гипотезу о функции плотности исследуемой величины исходя из внешнего вида экспериментальной кривой и факторов, влияющих на ее вид; вычисляют параметры эмпирического распределения; эмпирическую кривую выравнивают по теоретической кривой; сравнивают по критерию χ^2 -квадрат эмпирическую и теоретическую кривые и определяют функцию, дающую наилучшее согласование.

Среднее значение результатов измерения x_i определяют по формуле

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}.$$

4.4. ПРАВИЛА ОКРУГЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ С УЧЕТОМ ПОГРЕШНОСТЕЙ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

При проведении вычислений обычно округление производят лишь в окончательном ответе, результаты измерения округляются до того же десятичного разряда, которым оканчивается округленное значение абсолютной погрешности.

Относительную погрешность результата измерения указывают двумя значащими цифрами, если первая из них 1 или 2, и одной — если первая 3 и более.

Пример. На манометре класса 2,5 с пределом измерения 30 МПа был получен отсчет измеряемого давления бурового раствора на входе в скважину $x = 26,7$ МПа. Определим погрешность результата измерений. Абсолютная погрешность

$$\Delta(x) = \frac{j_0 x_k}{100} = \frac{2,5 \cdot 30}{100} = 0,75 \text{ МПа},$$

относительная

$$j(x) = \frac{\Delta(x)}{x} 100 = \frac{0,75}{26,7} 100 = 2,81 \, \%.$$

Так как первая значащая цифра значения абсолютной погрешности (0,75 МПа) меньше 3, значение должно быть округлено до двух значащих цифр (до 0,7); в относительной погрешности (2,81 %) первая значащая цифра меньше 3, поэтому сохраняются две цифры (2,8 %). Полученное значение $x = 26,7$ должно быть округлено до того же десятичного разряда, которым оканчивается округленное значение абсолютной погрешности, т.е. до десятых единиц мегапаскалей.

Таким образом, получен результат измерения с относительной погрешностью 2,8 % давления бурового раствора на входе в скважину:

$$x = 26,7 \text{ МПа} \pm 0,7 \text{ МПа}$$

или

$$26 \text{ МПа} < x < 27,4 \text{ МПа}.$$

Глава 5

ПЕРИОДИЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

5.1. ОБЗОР МЕТОДОВ ОБОСНОВАНИЯ ЧАСТОТЫ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ

Для своевременного обнаружения отклонений за пределы допусков значений параметров буровых растворов и технологических процессов, измеряемых дискретно, необходимо определить частоту и последовательность их измерений.

Значения измеренных параметров бурового раствора позволяют судить о его свойствах в момент проведения измерений. Для регулирования показателей свойств бурового раствора необходимы не только сведения о прошлых и настоящих его характеристиках, но и прогноз на будущее, особенно при усложнении условий бурения скважин, повышении ответственности за точность поддержания показателей свойств буровых растворов в заданных пределах.

В зависимости от задач контроля, изученности условий бурения скважин используют эвристический и вероятностно-статистический методы определения периодичности контроля. Эвристический метод базируется на опыте специалистов в области бурения скважин и применяется в тех случаях, когда невозможно формализовать изучаемые процессы [33]. Результаты определения периодичности контроля параметров бурового раствора вероятностно-статистическими методами представляют вероятность невыхода показателей свойств бурового раствора за установленные пределы за определенный промежуток времени [34].

Периодичность контроля параметров при бурении скважин, например, плотности, условной вязкости, водоотдачи, статистического напряжения сдвига бурового раствора и др., во всех нефтедобывающих районах согласно "Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях" назначается директивно:

при бурении скважин в нормальных условиях необходимо контролировать такие показатели свойств бурового раствора, как плотность и вязкость — через час, СНС, водоотдачу,

температуру, содержание водородных ионов, твердой фазы и песка, толщину фильтрационной корки — два раза в смену, содержание солей в фильтрате — два раза в неделю;

при разбурировании газовых горизонтов и бурении скважин в осложненных условиях следует контролировать такие параметры бурового раствора, как плотность и вязкость — через 10—15 мин, СНС, водоотдачу и температуру — через час, содержание нефти в растворе — один раз в 10 дней;

при применении ингибированных буровых растворов с малым содержанием твердой фазы, эмульсионных, на нефтяной основе необходимо контролировать их параметры не менее одного раза за долбление.

В практике бурения скважин указанная периодичность контроля параметров бурового раствора в большинстве случаев не соблюдается. Это показали результаты обследования бурящихся скважин во многих нефтегазодобывающих регионах.

Так, при бурении скважин в б. объединении "Грознефть" контроль плотности и условной вязкости бурового раствора осуществлялся через 15 мин, статического напряжения сдвига, показателя фильтрации (водоотдачи) — через 3 ч. При бурении в осложненных условиях плотность и условную вязкость бурового раствора контролировали через 5 мин.

При бурении скважин в Волго-Уральском регионе в качестве промывочной жидкости в основном используют воду и только при бурении последних 300—400 м применяют буровой раствор, приготовленный на глинозаводе. Время использования буровых растворов — до 2,5 сут. Контролируются плотность, условная вязкость и водоотдача бурового раствора. Периодичность контроля плотности и условной вязкости бурового раствора — 5 ч, водоотдачи — 20 ч.

При бурении скважин в Западной Сибири, например, в Нижневартовском УБР № 2, контроль таких параметров бурового раствора, как плотность, условная вязкость, осуществляется через 4 ч, СНС, водоотдачи, содержания водородных ионов, толщины фильтрационной корки — через 12 ч.

При бурении скважин на Украине плотность и условную вязкость контролируют через 3 ч, водоотдачу и толщину глинистой корки через 8—12 ч, содержание ионов водорода — через 72 ч.

Следовательно, назначенная директивно периодичность контроля параметров бурового раствора согласно "Правилам ведения буровых работ" во многих случаях не отвечает требованиям практики, требует уточнения.

Погрешность аппроксимации можно рассчитать так:

$$\Delta\psi = \frac{M_n}{n!} \left| \prod_{i=0}^n (t - t_i) \right|, \quad (5.4)$$

где M_n — максимальное значение модуля n -производной функции в интервале аппроксимации.

При первой степени аппроксимирующего многочлена прогнозные значения интервалов времени между моментами контроля параметров бурового раствора определяются по уравнению

$$|\Delta\psi_{\max}| = M_1 \Delta t_1, \quad (5.5)$$

откуда

$$\Delta t_1 = |\Delta\psi_{\max}| / M_1. \quad (5.6)$$

Если аппроксимируют многочленом второй степени, то

$$\Delta t_1 = \sqrt{\frac{8 |\Delta\psi_{\max}|}{M}}. \quad (5.7)$$

При аппроксимации многочленами третьей степени интервалы между измерениями будут следующими:

$$\Delta t_3 = \sqrt{\frac{16 |\Delta\psi_{\max}|}{M_3}}. \quad (5.8)$$

Если погрешность $\Delta\psi_{\max} \geq 2\%$, то разница между интервалами квантования Δt_1 и $\Delta t_n > 2$ незначительна.

По формулам (5.6), (5.7), (5.8) находят интервалы, одинаковые для всего периода измерений.

Погрешность аппроксимации согласно уравнению (5.4) зависит от величины сомножителя $\left| \prod_{i=0}^n (t - t_i) \right|$, т.е. от интервалов квантования. Наименьшее произведение может быть получено, если аппроксимацию производят по точкам, установленным полиномом Чебышева первого ряда:

$$p_n(t) = \cos(n \arccos t).$$

Таким образом, для использования метода аппроксимации в целях определения периодичности контроля показателей свойств бурового раствора необходимы данные о скорости изменения каждого параметра и допустимой погрешности его аппроксимации степенным многочленом. Для получения та-

кой информации требуется собрать и отработать значительное число данных, что довольно трудоемко и занимает много времени. Поэтому в практике бурения скважин рассмотренный метод на нашел применения.

По тем же причинам не используются и другие методы определения периодичности контроля технологических параметров.

Отсутствие научно обоснованного методического подхода к установлению частоты измерений параметров бурового раствора, определяемых дискретно, приводит либо к потере информации из-за больших межконтрольных интервалов времени, вследствие чего возможны осложнения и аварии при бурении скважин, либо к дополнительным трудовым затратам при чрезмерно большой частоте контроля и повышении общей стоимости контроля.

Поэтому необходимо разработать методику, позволяющую обосновать допустимые интервалы времени дискретного контроля параметров бурового раствора при бурении скважин.

5.2. СТАТИСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИНТЕРВАЛОВ ВРЕМЕНИ МЕЖДУ ОТКЛОНЕНИЯМИ ОТ ДОПУСТИМЫХ ПРЕДЕЛОВ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

При бурении скважин в результате внешних воздействий наблюдается последовательный поток случайных отклонений параметров буровых растворов. Скорость, направление и размах изменений значений параметров буровых растворов, моменты выходов их за допустимые пределы зависят от многих факторов.

Для разработки методики определения частоты контроля параметров бурового раствора авторами проведены статистические исследования изменений интервалов времени, в течение которых контролируемые параметры бурового раствора находились в пределах поля допуска в процессе бурения скважин.

При анализе результатов статистических исследований изменений интервалов времени пребывания контролируемых параметров буровых растворов в пределах поля допуска был использован метод индукции: от частных результатов к обобщающему выводу.

Проведена обработка данных о времени нахождения параметров буровых растворов в пределах поля допуска, полученных при бурении скважин.

Рассмотрим примеры статистических обработок данных о времени нахождения контролируемых параметров буровых растворов в пределах поля допуска при бурении скважин в регионах с различными геолого-технологическими условиями.

Пример 1. В табл. 5.1 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах плотности бурового раствора при бурении скв. 95 Горячеводского УБР объединения "Грознефть".

Вычислены значения функций плотности эмпирического распределения [3]. Эмпирическое распределение близко к экспоненциальному:

$$f(t) = 0,2e^{-0,2t}. \quad (5.9)$$

Определена мера расхождения между эмпирическим и теоретическим распределениями

$$\chi^2 = 5,83.$$

Для экспоненциального распределения

$$r = k - s - 1 = 8 - 1 - 1 = 6, \quad (5.10)$$

где k — число интервалов; s — число характеристик закона распределения.

По приложению 1 [31] для $r = 6$ находим, что вычисленная мера $\chi^2 = 5,83$ соответствует вероятности $p = 0,4$, что значительно больше допустимой 0,05.

Таким образом, распределение интервалов времени на-

Т а б л и ц а 5.1

Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения плотности бурового раствора в допустимых пределах

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–1,5	0,75	22	0,415	0,276	0,172
1,6–3	2,25	9	0,172	0,133	0,126
3,1–4,5	3,75	5	0,095	0,063	0,094
4,6–6	5,25	4	0,076	0,05	0,06
6,1–7,5	6,75	2	0,037	0,046	0,05
7,6–9	8,25	2	0,037	0,046	0,038
9,1–12,5	10,75	3	0,056	0,024	0,022
12,5–30	21,25	6	0,113	0,0064	0,0028

хождения значений плотности бурового раствора в допустимых пределах согласуется с экспоненциальным законом.

При небольшом интервале между моментами контроля технологических параметров вероятность нахождения значений параметра в пределах границ поля допуска велика и результаты контроля практически не несут дополнительной информации. Если периодичность контроля заведомо больше той, при которой вероятность нахождения параметра в пределах поля допуска превышает заданное значение, то будут пропускаться некоторые моменты выхода параметра за пределы поля допуска.

Следовательно, длительность интервалов между моментами дискретного контроля технологических параметров не должна превышать интервала времени, в течение которого вероятность нахождения параметра в пределах поля допуска равна заданной величине.

При дискретном контроле считается, что в течение межконтрольного периода технологический параметр имеет значение, равное полученному при последнем измерении.

Вероятность события, состоящего в том, что время нахождения значений параметра в пределах поля допуска должно быть больше интервала времени между моментами контроля, определяется на основе экономических показателей. Суммарные потери от возможного ухудшения качества бурового раствора и затраты на контроль и регулирование свойств бурового раствора должны быть минимальными. Допустимая вероятность наступления разладки процесса промывки скважины может быть определена согласно [31].

При бурении скважины в нормальных условиях вероятность события, состоящего в том, что длительность интервалов между моментами дискретного контроля параметров бурового раствора меньше интервалов времени нахождения значений контролируемого параметра в пределах поля допуска, может быть принята равной 0,9.

Для рассмотренного случая длительность интервалов между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора определяется из формулы

$$P = \int_0^t 0,2e^{-0,2t} dt, \quad (5.11)$$

где P — вероятность нахождения значений плотности бурового раствора в пределах поля допуска; t — длительность интервалов времени.

При $P = 0,9$

$$t = \frac{\ln 0,9}{0,2} = 0,5 \text{ ч.} \quad (5.12)$$

Следовательно, длительность между моментами дискретного контроля плотности раствора не должна превышать 30 мин.

Пример 2. В табл. 5.2 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах условной вязкости бурового раствора при бурении скв. 95 Горячеводского УБР б. объединения "Грознефть". Определены значения функции плотности распределения.

Определена мера расхождения между эмпирическим и теоретическим распределениями: $\chi^2 = 2,7$.

По формуле (5.10) для экспоненциального распределения определено:

$$r = 5.$$

По приложению 1 [31] для $r = 5$ находим, что вычисленная $\chi^2 = 2,7$ соответствует $P = 0,72$, что значительно больше допустимой 0,05.

Таким образом, распределение интервалов времени нахождения значений условной вязкости бурового раствора в допустимых пределах согласуется с экспоненциальным законом, функция плотности которого имеет вид

$$f(t) = \frac{1}{3,5} e^{-\frac{t}{3,5}}. \quad (5.13)$$

Т а б л и ц а 5.2

Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения условной вязкости бурового раствора в допустимых пределах

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–1,5	0,75	42	0,42	0,28	0,23
1,6–3	2,25	23	0,23	0,158	0,15
3,1–4,5	3,75	12	0,21	0,08	0,09
4,6–6	5,25	8	0,08	0,05	0,06
6,1–7,5	6,75	5	0,05	0,03	0,04
7,6–9	8,25	5	0,05	0,03	0,03
9,1–12,5	10,75	5	0,05	0,014	0,013

Таблица 5.3

Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения статического напряжения сдвига бурового раствора (СНС₁) в поле допуска

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–12	6	21	0,33	0,027	0,022
12–24	18	17	0,27	0,022	0,016
24–36	30	8	0,013	0,010	0,012
36–48	42	9	0,014	0,007	0,009
48–60	54	6	0,090	0,007	0,006
60–72	66	1	0,010	0,001	0,005
72–84	78	1	0,010	0,001	0,003

Пример 3. В табл. 5.3 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах статического напряжения сдвига бурового раствора через одну минуту после перемешивания при бурении скв. 95. Определены значения функции плотности эмпирического распределения, которые показали, что она близка к экспоненциальному распределению.

Распределение интервалов времени нахождения значений статического напряжения сдвига бурового раствора через 1 мин в пределах поля допуска согласуется с экспоненциальным законом, функция плотности которого имеет вид

$$f(t) = 0,026e^{-0,026t}. \quad (5.14)$$

Определено значение меры расхождения между эмпирическим и теоретическим распределением: $\chi^2 = 6,9$.

Для однопараметрического экспоненциального распределения определено

$$r = 7 - 1 - 1 = 5.$$

По приложению 1 [31] для $r = 5$ находим, что $\chi^2 = 6,9$ соответствует $P = 0,27$, что значительно больше допустимой величины, равной 0,05. Следовательно, распределение времени нахождения статического напряжения сдвига (СНС₁) в пределах поля допуска экспоненциальное.

Пример 4. В табл. 5.4 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах водоотдачи бурового раствора при бурении скв. 95.

Найденные значения функции плотности эмпирического распределения показали, что они близки к экспоненциальному распределению. Мера расхождения между эмпиричес-

Таблица 5.4

Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения водоотдачи бурового раствора в допустимых границах

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–12	6	24	0,46	0,038	0,028
12–24	18	14	0,27	0,022	0,018
24–36	30	6	0,11	0,009	0,012
36–48	42	4	0,07	0,005	0,008
48–60	54	2	0,04	0,003	0,005
60–72	66	1	0,02	0,0016	0,003
72–84	78	1	0,02	0,0016	0,002

ким и теоретическим распределением не превышает величины

$$\chi^2 = 4,9.$$

Для однопараметрического экспоненциального распределения при 7 интервалах разделения времени

$$r = 7 - 1 - 1 = 5.$$

При $r = 5$ и $\chi^2 = 4,9$ $P = 0,4$, что значительно больше допустимой величины, равной 0,05.

Следовательно, распределение интервалов времени нахождения значений водоотдачи бурового раствора в пределах поля допуска согласуется с экспоненциальным законом, функция плотности которого имеет вид

$$f(t) = 0,035e^{-0,035t}. \quad (5.15)$$

Пример 5. При бурении скважин в Западной Сибири наиболее полно контролируются плотность и условная вязкость бурового раствора.

В табл. 5.5 приведены типичные данные о длительности

Таблица 5.5

Результаты статистической обработки данных об интервалах нахождения плотности бурового раствора в допустимых пределах

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–2	1	9	0,31	0,16	0,217
2–4	3	9	0,31	0,16	0,122
4–6	5	5	0,17	0,086	0,068
6–8	7	4	0,14	0,07	0,038
8–10	9	1	0,034	0,017	0,022
10–12	11	1	0,034	0,017	0,012

нахождения в допустимых пределах плотности бурового раствора при бурении куста скважин 756 в б. объединении "Нижевартовскнефтегаз".

Вычислены значения функции плотности эмпирического распределения, которые показали, что они близки к экспоненциальному распределению:

$$f(t) = 0,29e^{-0,29t}. \quad (5.16)$$

Находим, что $\chi^2 = 3,6$, $r = 4$, тогда $P = 0,5$.

Следовательно, время нахождения плотности бурового раствора в допустимых границах согласуется с экспоненциальным законом распределения.

Пример 6. В табл. 5.6 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах условной вязкости бурового раствора при бурении куста скважин 756.

Найденные значения функции плотности эмпирического распределения показали, что они близки к экспоненциальному распределению.

Мера расхождения между теоретическим и эмпирическим распределениями не превышает

$$\chi^2 = 7,8.$$

Для однопараметрического экспоненциального распределения $r = 4$.

При $r = 4$ и $\chi^2 = 7,8$ по прил. 1 [31] находим, что $P \geq 0,1$, т.е. больше предельной величины $P = 0,05$.

Следовательно, распределение интервалов времени нахождения значений условной вязкости бурового раствора в пределах поля допуска согласуется с экспоненциальным законом распределения, функция плотности которого имеет вид

$$f(t) = 0,27e^{-0,27t}. \quad (5.17)$$

Таблица 5.6

Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения условной вязкости бурового раствора в пределах поля допуска

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–4	2	23	0,53	0,132	0,157
4–8	6	10	0,23	0,058	0,05
8–12	10	6	0,14	0,035	0,019
12–16	14	2	0,046	0,012	0,006
16–20	18	1	0,023	0,005	0,002
20–24	22	1	0,023	0,005	0,001

Были статистически обработаны данные об интервалах между выходами значений параметров бурового раствора за границы поля допуска при бурении скважин в различных нефтедобывающих регионах, которые показали, что закон распределения этих интервалов — экспоненциальный.

5.3. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРИОДИЧНОСТИ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Для эффективного поддержания и регулирования свойств буровых растворов в процессе бурения скважин необходимо установить рациональную частоту измерения их параметров.

При небольшой длительности между моментами контроля технологических параметров, когда вероятность нахождения значений параметра в пределах границ поля допуска велика, результаты контроля практически не несут дополнительной информации. Если периодичность контроля заведомо больше той, при которой вероятность нахождения параметра в пределах поля допуска превышает заданное значение, то будут пропускаться некоторые моменты выхода параметра за пределы поля допуска.

Следовательно, длительность интервалов времени между моментами дискретного контроля технологических параметров не должна превышать интервал времени, в течение которого вероятность нахождения параметров в пределах поля допуска равна заданной величине.

При дискретном контроле считается, что в течение межконтрольного периода технологический параметр имеет значение, равное полученному при последнем измерении.

Контроль дискретно измеряемых параметров должен осуществляться практически без пропусков отклонений контролируемых величин за допустимые границы.

Предлагается новый метод определения длительности интервалов времени между моментами дискретного контроля технологических параметров бурового раствора при бурении скважин. Сущность его заключается в следующем:

определяется по статистическим данным взаимосвязь случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений технологического параметра за пределы допусков и их вероятностей;

выбирается значение вероятности того, что в процессе дискретного контроля не будет пропущен момент выхода контролируемого параметра за допустимые границы;

для требуемой вероятности определяются по найденной аналитической зависимости случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений технологического параметра за пределы допусков и их вероятностями допустимые интервалы между моментами дискретного контроля.

Таким образом, для определения длительности интервалов времени между моментами дискретного контроля технологических параметров при бурении скважин необходимо определить зависимость случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений технологического параметра за пределы допусков и их вероятностями.

Такие зависимости авторами определены для различных параметров бурового раствора при бурении скважин в различных нефтегазодобывающих регионах и представлены в разделе 5.2.

Зависимость случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений параметров бурового раствора за пределы допусков и их вероятностями — экспоненциальная, с различными параметрами.

Поэтому такую зависимость следует использовать при определении периодичности контроля параметров буровых растворов.

Вероятность события, состоящего в том, что время нахождения значений параметров в пределах поля допуска должно быть больше интервала времени между моментами контроля, может быть определена на основе экономических показателей: суммарные потери от возможного ухудшения качества бурового раствора и затраты на контроль и регулирование его свойств должны быть минимальными.

Однако практически трудно получить необходимые данные достаточной точности для определения допустимой вероятности того, что в процессе дискретного контроля не будет пропущен момент выхода контролируемого параметра за допустимые границы.

При бурении скважины в нормальных условиях вероятность события, состоящего в том, что длительность интервалов между моментами дискретного контроля параметров бурового раствора меньше интервалов времени нахождения значений контролируемого параметра, в пределах поля допуска может быть принята равной 0,9.

Функция плотности экспоненциального распределения, с которым согласуется зависимость случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений пара-

метров бурового раствора за пределы поля допуска, и их вероятностями имеет вид

$$f(t) = K'e^{-K't}. \quad (5.18)$$

где K' — параметр распределения; t — время.

Интегральная функция экспоненциального распределения

$$Q(t) = \int_0^1 K'e^{-K't} dt = 1 - e^{-K't}; \quad P = 1 - Q(t). \quad (5.19)$$

При вероятности того, что длительность интервалов между моментами дискретного контроля параметров бурового раствора меньше интервалов времени нахождения значений контролируемого параметра в пределах поля допуска, равной 0,9, периодичность контроля вычисляется по формуле

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{K'}. \quad (5.20)$$

Параметр распределения определяется из равенства

$$K' = \frac{1}{T_1}, \quad (5.21)$$

где T_1 — среднее значение времени нахождения значений контролируемого параметра в пределах поля допуска.

$$T = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'}, \quad (5.22)$$

где t_i — середина интервалов времени, на которые разбит период наблюдений; N' — количество выходов параметра за пределы поля допуска.

Рассмотрим сущность предложенной методики на конкретных примерах определения периодичности контроля параметров буровых растворов при бурении скважин в различных нефтегазодобывающих регионах.

Пример 1. В табл. 5.1 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах плотности бурового раствора, полученные при бурении скв. 95 в б. объединении "Грознефть".

Согласно данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{264,75}{53} = 5 \text{ ч};$$

$$K' = 0,2.$$

Длительность интервала между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора вычисляют по формуле

$$P = \int_0^1 0,2 e^{-0,2t} dt,$$

где P — вероятность нахождения значений плотности бурового раствора в пределах поля допуска; t — время.

При $P = 0,9$

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,2} = 0,5 \text{ ч.}$$

Следовательно, длительность интервала между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора не должна превышать 30 мин.

Пример 2. В табл. 5.2 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах условной вязкости бурового раствора, полученные при бурении скв. 95.

Согласно данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{299}{100} = 2,99 \text{ ч;}$$

$$K' = 0,33 \text{ 1/г.}$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов времени между моментами дискретного контроля условной вязкости бурового раствора равна

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,33} = 20 \text{ мин.}$$

Пример 3. В табл. 5.3 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах статического напряжения сдвига бурового раствора через 1 мин после перемешивания, полученные при бурении скв. 95.

Согласно данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{1222}{63} = 28,6 \text{ ч; } K' = 0,033.$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля статического напряжения сдвига бурового раствора через 1 мин после перемешивания равна

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,033} = 3 \text{ ч.}$$

Пример 4. В табл. 5.4 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах водоотдачи бурового раствора, полученные при бурении скв. 95.

Согласно данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{1248}{52} = 24 \text{ ч; } K' = 0,042.$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля водоотдачи бурового раствора

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,042} = 2,5 \text{ ч.}$$

Пример 5. В табл. 5.5 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах плотности бурового раствора, полученные при бурении куста скважин 756 (б. объединение "Нижневартовскнефтегаз").

Согласно данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{101}{29} = 3,48 \text{ ч; } K' = 0,287.$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,287} = 0,36 \text{ ч.}$$

Пример 6. В табл. 5.6 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах условной вязкости бурового раствора, полученные при бурении скважин куста 756.

По данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{194}{43} = 4,5 \text{ ч; } K' = 0,22.$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля условной вязкости бурового раствора

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,22} = 0,47 \text{ ч.}$$

Аналогичные результаты получены и по скважинам в других регионах.

Сопоставление полученных данных о периодичности контроля параметров буровых растворов с данными, приведенными в "Единых правилах ведения буровых работ", показывает, что при бурении скважин, например, в б. объединении "Грознефть", периодичность контроля плотности условной вязкости бурового раствора, установленная директивно при бурении скважин в нормальных условиях, равная 1 ч, завышена по сравнению с рассчитанным значением — 30 мин.

При бурении скважин в указанном объединении плотность и условная вязкость бурового раствора контролируются с периодичностью 10 мин. Результаты проведенного анализа по предложенной методике показали, что возможно увеличить интервал между моментами измерений указанных параметров.

При бурении скважин в Западной Сибири плотность и условная вязкость бурового раствора контролируются через 1,5—2 ч. Результаты проведенного анализа по предложенной методике показали, что периодичность контроля должна быть не более 30 мин.

Таким образом, разработана методика и определена периодичность контроля параметров буровых растворов для условий бурения глубоких скважин (на примере б. объединения "Грознефть") и условий бурения скважин в Западной Сибири (на примере б. объединения "Нижневартовскнефтегаз").

В процессе бурения скважин технологические параметры изменяются не только из-за влияния различных геофизических факторов, но и из-за воздействий буровой бригады.

Следовательно, интенсивность изменения контролируемых параметров зависит не только от влияния неуправляемых природных факторов, но и от управляющих воздействий операторов, их длительности, мощности и др.

Поэтому при определении частоты контроля технологических параметров все это должно быть учтено. Предложенный метод является адаптивным, наилучшим образом использует полученную ранее информацию.

При контроле предложено использовать контрольные карты, которые представляют собой бланки, на оси ординат которых указаны значения параметров, а на оси абсцисс — текущее значение времени. Результаты измерений парамет-

ров с соответствующей периодичностью регистрируются на контрольной карте, которая отражает все изменения параметра, указывает моменты его выхода за пределы поля допуска.

При бурении скважин в осложненных условиях, если наблюдаются газоводонефтепроявления, периодичность контроля изменяется. Длительность интервалов времени между моментами контрольных операций определяют по формуле

$$\Delta t = \frac{M(x) - x_{\Gamma}}{M(v)}, \quad (5.23)$$

где x_{Γ} — граничное значение поля допуска параметра; $M(x)$ — среднее значение параметра; $M(v)$ — среднее значение скорости изменения параметра, определяемое по опытными данными.

Например, при бурении скв. 95 Горячеводского УБР на глубине 3280 м началось газопроявление. Средняя скорость изменения плотности бурового раствора была равна 0,004 г/см³ в минуту. Нижнее граничное значение поля допуска плотности бурового раствора равно 2,16 г/см³, среднее значение плотности бурового раствора 2,18 г/см³. Длительность интервалов времени между моментами контроля плотности бурового раствора, определенная по формуле (5.23), составляет 5 мин.

Так же определяется периодичность контроля и других дискретно измеряемых технологических параметров.

Глава 6

МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

6.1. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИН

Под режимом бурения понимается определенное сочетание регулируемых параметров, влияющих на показатели бурения. К числу таких параметров относятся осевая нагрузка на долото, частота вращения долота, количество и качество прокачиваемого бурового раствора.

Практика бурения скважин показала, что зависимость механической скорости бурения от удельной нагрузки на забой можно разграничить на три области. В начальной области механическая скорость бурения пропорционально увеличивается с увеличением нагрузки. Здесь удельная нагрузка значительно меньше прочности разрушаемой породы, поэтому процесс разрушения носит поверхностный характер. В дальнейшем с ростом нагрузки на забой механическая скорость бурения растет быстрее, чем увеличивается создаваемая на долото нагрузка. В этой области породы разрушаются при удельной нагрузке меньшей, чем твердость разрушаемой породы, но уже близкой к ней.

При дальнейшем увеличении нагрузки на долото процесс разрушения породы носит объемный характер.

Повышение частоты вращения долота сопровождается ростом числа поражений забоя зубьями шарошек в единицу времени, скорости удара зубьев о породу и динамической составляющей нагрузки на долото. Вместе с тем время контакта зубьев шарошек с забоем уменьшается.

В результате темп нарастания механической скорости отстает от увеличения частоты вращения долота, особенно при больших осевых нагрузках. При бурении скважин с числом оборотов долота ниже критического значения механическая скорость углубления возрастает и убывает при частоте вращения долота выше критической.

Выбуренная порода должна своевременно удаляться из за-

боя, в противном случае она оказывает дополнительное сопротивление долоту.

Очистка забоя зависит от качества бурового раствора, соответствия его свойств характеристикам горных пород, количества бурового раствора, подаваемого на единицу площади забоя скважины, скорости истечения потока жидкости из отверстий долота и расположения этих отверстий по отношению к шарошкам и забою скважин.

При бурении скважин в нормальных условиях контролируется комплекс параметров, определяемых по методикам, приведенным в главе 2.

Так, например, при бурении глубоких скважин в нефтедобывающих регионах Северного Кавказа, Украины, Белоруссии контролируется комплекс параметров, включающий вес на крюке и нагрузку на долото, подачу инструмента, давление нагнетания бурового раствора, расход раствора на входе и поток на выходе, частоту вращения и момент на роторе, уровень раствора в емкостях, плотность раствора, температуру бурового раствора, а также реологические показатели свойств раствора и его водоотдачу.

На основании результатов контроля подачи инструмента, уровня бурового раствора в емкостях, его расхода, давления и др. определяют глубину скважины, расстояние долота — забой, скорость подачи и механическую скорость бурения, расчетный износ опор долота, объем бурового раствора в приемных емкостях, гидростатическое давление на забое и другие параметры.

Для контроля основных технологических параметров бурения скважин используется комплекс средств наземного контроля и управления СКУБ-М1, разработанный Ивано-Франковским СКБ СА и выпускаемый заводом НПО "Промприбор".

Основные технические характеристики комплекса приведены в табл. 6.1.

СКУБ-М1 включает блок наблюдения (БН), пульт контроля и управления (ПКУ), устройство регистрации (УР), блок питания (БПК), датчики частоты вращения ротора (ДЧ), усилий (ДС) для измерения веса на крюке, момента на ключе, датчик температуры бурового раствора (ДТ), датчики уровня бурового раствора в емкостях (ДУ), индикатор расхода бурового раствора на выходе из скважины и расходомер бурового раствора на входе в скважину, датчик давления бурового раствора в нагнетательной линии.

Упрощенная структурная схема приведена на рис. 2.

Таблица 6.1

Основные технические характеристики комплекса СКУБ-М1

Показатели	Вариант комплекса					
	00	01	02	03	04	05
Число контролируемых параметров	8	8	9	15	15	15
Число функций, реализуемых в каналах контроля, в том числе:						
отображение на показывающем приборе, регистрация, выдача внешних информационных сигналов; сигнализация отклонения от заданного режима, выдача внешних сигналов управления	7	7	8	13	13	13
Пределы измерения контролируемых параметров:						
нагрузка на крюке, кН	1250	1600	2000	3500	3500	4000
осевая нагрузка на буровой инструмент, кН	400	для всех вариантов				
подача бурового инструмента, м		Не ограничена				
перемещение талевого блока, м	40	для всех вариантов				
давление нагнетания бурового раствора, МПа	25	для всех вариантов				
расход бурового раствора в нагнетательной линии, м ³ /с	0,1	для всех вариантов				
частота вращения ротора, мин ⁻¹	—	—	60	60	60	60
крутящий момент на машинном ключе, кН·м	—	—	—	1,6	1,6	1,6
температура бурового раствора, °С	—	—	—	100	100	100
расход выходящего бурового раствора, %	—	—	—	100	100	100

Продолжение табл. 6.1

Показатели	Вариант комплекса					
	00	01	02	03	04	05
Предел допускаемого значения основной приведенной погрешности измерения технологического параметра, %:						
по показывающему прибору	2,5	для всех вариантов				
внешнего выходного измерительного сигнала	1,5	для всех вариантов				
по программе регистратора	2,5	для всех вариантов				
Напряжение, В:						
электропитания	220	для всех вариантов				
внешнего выходного сигнала	0—10	для всех вариантов				
Допускаемые отклонения параметров электропитания, %:						
по напряжению	+10÷—15	для всех вариантов				
по частоте, Гц	±4					
Потребляемая мощность, В · А	600	для всех вариантов				
Масса, кг	306,5	306,5	312,7	381,1	380,2	380,2
Диапазон рабочих температур, °С	—50 ÷ 50	для всех вариантов				
Средняя наработка на отказ по функциям, регулируемым в каналах контроля, ч	10 000	для всех вариантов				
Средний срок службы, годы	8	для всех вариантов				

Составные части комплексов СКУБ-М1 обеспечивают реализацию следующих функций:

- 1) контроля — измерение, сбор и обработка сигналов о технологических параметрах буровой;
- 2) отображения сигналов на показывающих приборах;
- 3) регистрации сигналов на диаграммной бумаге;
- 4) обеспечения выхода сигналов на информационно-измерительные системы;
- 5) сигнализации отклонения от заданных режимов и других состояний;

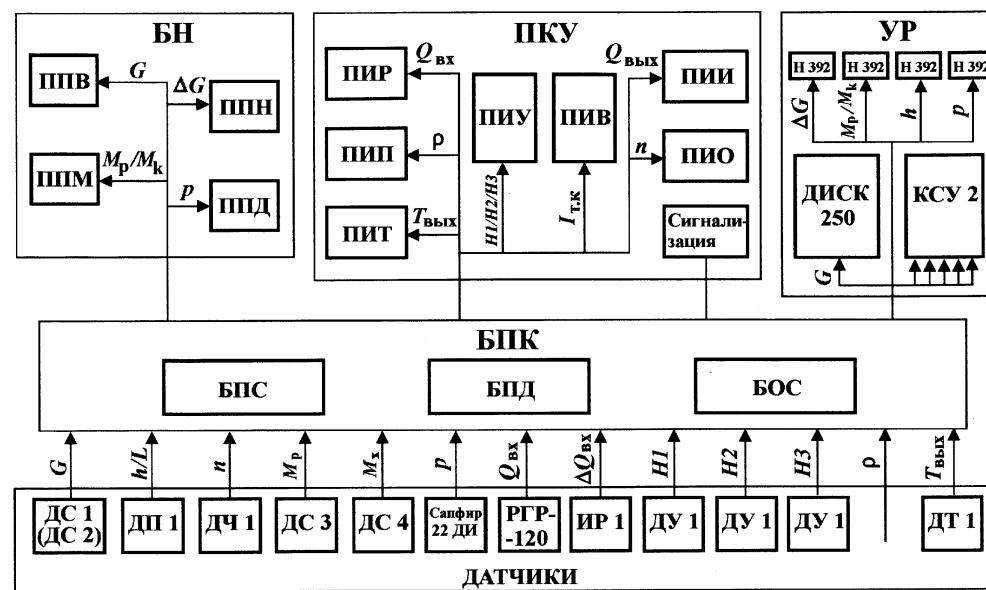


Рис. 2. Структурная схема комплекса СКУБ-М1

6) управления — формирование и выдача управляющих сигналов при достижении контролируемыми параметрами ранее заданных значений.

Датчики комплексов СКУБ-М1, устанавливаемые на технологическом оборудовании буровой, вырабатывают электрические сигналы измерительной информации о ходе технологического процесса бурения. Датчики подключаются к БПК с помощью соединительных кабелей. БПК обеспечивает питание датчиков и передачу сигналов к устройствам БН, ПКУ, УР и на контакты разъема "Выходные сигналы" УР.

Для первичной обработки информации в составе комплексов СКУБ-М1 имеются установленные в БПК БОС сравнивающий и усиливающий сигналы.

Показывающие приборы БН и измерительные приборы ПКУ обеспечивают предоставление контролируемых параметров бурильщику.

Управление работой комплексов СКУБ-М1 осуществляется с помощью устройств управления (переключателей) ПКУ.

Информационные сигналы фиксируются на диаграммной бумаге регистрирующими приборами УР.

Функции реализуются с помощью совокупности устройств, размещаемых в составных частях, представляющих собой измерительный канал. Формирование каналов осуществляется по каждому технологическому параметру, контролируемому комплексами. При этом, если контролируемый технологический параметр и фактически измеряемая физическая величина совпадают, то канал называется измерительным и для него указываются погрешности по отношению к контролируемому параметру. Если же контролируемый технологический параметр и фактически измеряемая физическая величина не совпадают, то канал называется каналом контроля и для него указываются погрешности по отношению к измеряемой физической величине.

Нагрузка на крюк (вес инструмента) определяется по значению усилия натяжения неподвижной ветви талевого канала, которое передается на ДС1 (ДС2) с помощью механизма крепления и перепуска каната.

Электрический сигнал (0210) в ДС1 (ДС2), соответствующий нагрузке на крюк, поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС сигнал G (0—10) В поступает:

в БН на ППВ;

в УР на регистратор "Диск-250" и на контакт "Внешний потребитель", на контакт "Выходные сигналы" в БПК.

В БОС сигнал G сравнивается с заданным уставкой значе-

нием максимально допустимого усилия. В результате сравнения вырабатываются дискретные сигналы, которые после усиления поступают:

сигнал тревожной сигнализации — на лампочку “Вес” в ПКУ;

управляющий сигнал “Вес” — на контакт 1а разъема ХР22 в БПК.

Осевая нагрузка на буровой инструмент определяется как разность нагрузки на крюк до и после установки инструмента на забой, т.е. в данном случае используется сигнал датчика ДС1 (ДС2).

В БОС происходит вычитание сигналов $G_1 - G_0 = \Delta G$, где G_0 — сигнал усилия до установки инструмента на забой, В; G_1 — сигнал усилия после установки инструмента на забой, В.

В комплексах СКУБ-М1 вычитание сигналов производится автоматически по сигналу наличия давления в манифольде в нагнетательной линии.

Электрический сигнал ΔG (0–10) В, пропорциональный осевой нагрузке на буровой инструмент, после усиления в БОС поступает:

в БН на ППН;

в УР на регистратор — миллиамперметр Н392 и на контакт “Внешний потребитель”;

на контакт 1б разъема Х21 “Выходные сигналы” в БПК.

Подача бурового инструмента осуществляется по углу поворота барабана лебедки, пропорциональному перемещению верхнего конца бурильной колонны (талевого блока) в процессе бурения скважины.

В этом канале в качестве датчика подачи инструмента используется датчик ДП1. Сигнал датчика поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал n (0–10) В поступает:

в УР на регистратор — миллиамперметр Н392 и на контакт “Внешний потребитель” ПКУ;

на контакт “Выходные сигналы” в БПК.

Положение талевого блока определяется по углу поворота барабана лебедки, пропорциональному перемещению талевого блока в процессе спуско-подъемных операций.

Сигнал датчика ДП1, соответствующий положению талевого блока, поступает в БПК на БОС.

Электрический сигнал $L_{т.б.}$ (0–10) В после усиления в БОС поступает:

в ПКУ на ПИБ;
в УР на регистратор — миллиамперметр Н392 и на контакт "Внешний потребитель";

на контакт "Выходные сигналы" в БПК.

В БОС сигнал $L_{т.б.}$ сравнивается с заданным уставкой значением максимально допустимого верхнего положения талевого блока. В результате сравнения вырабатывается дискретный управляющий сигнал "Тальблок", который поступает на контакт разъема в БПК.

Частота вращения ротора зависит от скорости вращения быстроходного вала ротора или его привода датчиком ДЧ1.

Сигнал датчика ДЧ1 поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал $n(0-10)$ В поступает:

в ПКУ на ПИО;

в УР на регистратор — потенциометр КСУ и на контакт разъема "Внешний потребитель";

на контакт разъема "Выходные сигналы" в БПК.

Крутящий момент на роторе определяется по значению усилия натяжения ведущей ветви цепи привода ротора с помощью специального приспособления, которое преобразует усилие натяжения цепи в усилие сжатия на датчик ДСЗ.

Сигнал в БОС $M_p(0-10)$ поступает:

в БН на ППМ;

в УР на регистратор — миллиамперметр Н392 и на контакт разъема "Внешний потребитель";

на контакт разъема "Выходные сигналы" в БПК.

В БОС сигнал M_p сравнивается с заданным уставкой предельно допустимым значением усилия. В результате сравнения вырабатываются дискретные сигналы, которые после усиления поступают:

сигнал тревожной сигнализации — на лампочку "Момент" в ПКУ;

управляющий сигнал "Момент Р" — на контакт разъема в БПК.

Следует отметить, что наличие сигнала M_p в цепях определяется технологическим процессом, проводимым в данное время на буровой, т.е. сигнал M_p подается только в процессе бурения.

Крутящий момент на машинном ключе измеряется по значению усилия на конус рычага ключа, возникающего при свинчивании (развинчивании) бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций.

Сигнал датчика ДС4 поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал M_k (0–10) В поступает:

в БН на ППМ;

в УР на регистратор — миллиамперметр и на контакт разъема ХЗ “Внешний потребитель”;

на контакт разъема “Выходные сигналы” в БПК.

В БОС сигнал M_k сравнивается с заданным уставкой значением максимально допустимого усилия. В результате сравнения вырабатываются дискретные сигналы, которые после усиления поступают:

сигнал тревожной сигнализации — на лампочку “Момент” в ПКУ;

управляющий сигнал “Момент К” на контакт разъема в БПК.

Следует иметь в виду, что наличие сигнала M_k в электрических цепях определяется технологическим процессом, проводимым в данное время на буровой, т.е. сигнал M_k подается только в процессе спуско-подъемных операций.

Давление нагнетания бурового раствора измеряется с помощью датчика “Сапфир-22ДИ” при воздействии на него давления в манифольде нагнетательной линии.

Сигнал датчика “Сапфир-22ДИ” поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал P (0–10) В поступает:

в БН на ППД;

в УР на регистратор — миллиамперметр Н392 и на контакт разъема “Внешний потребитель”;

на контакт разъема “Выходные сигналы” в БПК.

В БОС сигнал P сравнивается с заданными уставками значениями максимально допустимого давления и давления в манифольде. В результате сравнения вырабатываются дискретные сигналы, которые после усиления поступают:

сигнал тревожной сигнализации — на лампочку “Давление” в ПКУ;

управляющие сигналы “Давление” и “Циркуляция” — на контакты разъема ХР22 в БПК.

Расход бурового раствора в нагнетательной линии измеряется преобразователем расхода РГР-100, сигнал которого поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал $Q_{вх}$ (0–10) В поступает:

в ПКУ на ПИР;

в УР на регистратор — потенциометр КСУ и на контакт разъема "Внешний потребитель";

на контакт разъема "Выходные сигналы" в БПК.

Изменение расхода выходящего бурового раствора определяется по перемещению лопасти датчика ИР1 под действием потока выходящего раствора. Сигнал датчика ИР1 поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал $\Delta Q_{\text{вых}}$ (0—10) В поступает:

в ПКУ на ПИИ;

в УР на регистратор — потенциометр КСУ и на контакт разъема "Внешний потребитель";

на контакт разъема "Выходные сигналы" в БПК.

В БОС сигнал $\Delta Q_{\text{вых}}$ сравнивается с заданным уставкой предельно допустимым изменением расхода выходящего бурового раствора. В результате сравнения вырабатывается дискретный управляющий сигнал "Скважина", который после усиления поступает на контакт разъема в БПК.

Уровень бурового раствора в приемных емкостях измеряется по значению перемещения поплавка датчика ДУ1. В комплексах СКУБ-М1 предусмотрена возможность измерения уровня в трех емкостях с помощью поставляемых в комплекте датчиков ДУ1. Сигналы датчиков ДУ1 поступают в БПК на БОС.

Усиленные в БОС сигналы Н1, Н2, Н3 (0—10) В поступают:

в УР на регистратор — потенциометр КСУ и на контакты разъема "Внешний потребитель" соответственно;

на контакты "Выходные сигналы" в БПК.

В зависимости от положения переключателя "Уровень" на панели ПКУ сигналы Н1 или Н2 сравниваются с заданными уставками значениями предельно допустимых уровней в емкостях.

В результате сравнения вырабатывается дискретный сигнал тревожной сигнализации, который после усиления поступает на лампочку "Уровень" в ПКУ.

Плотность бурового раствора можно измерять при наличии плотномера с унифицированным выходным сигналом (0—10) В, так как датчик плотности в комплект поставки комплексов СКУБ-М1 не входит.

В комплексах СКУБ-М1 предусмотрена возможность подключения датчика плотности к разъему БПК. Сигнал датчика плотности в БПК поступает на БОС, а оттуда после усиления (0—10) В направляется:

в ПКУ на ПИП;

в УР на регистратор — потенциометр КСУ2 и на контакт разъема "Внешний потребитель";

на контакт разъема "Выходные сигналы" в БПК.

В БОС сигнал p сравнивается с заданным уставкой значением предельно допустимой плотности. В результате сравнения вырабатываются дискретные сигналы, которые после усиления поступают:

сигнал тревожной сигнализации — на лампочку "Плотность" в ПКУ;

управляющий сигнал "Плотность" — на контакт разъема в БПК.

Температура бурового раствора измеряется датчиком ДТ1 по значению сопротивления термопреобразователя, погруженного в раствор. Сигнал датчика ДТ1 поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал T' (0—10) В поступает:

в ПКУ на ПИТ;

в УР на регистратор — потенциометр КСУ2 и на контакт разъема "Внешний потребитель";

на контакт разъема "Выходные сигналы" в БПК.

Датчики усилий (рис. 3) предназначены для преобразования усилий, действующих на чувствительный элемент, в выходной электрический сигнал (0—10) В.

В зависимости от назначения датчики усилий имеют 4 варианта исполнений, которые отличаются между собой габаритными размерами и присоединительными элементами.

Датчики ДС1 и ДС2 применяются для измерения усилий в каналах контроля нагрузки на крюк и осевой нагрузки на буровой инструмент.

Датчик ДЗ3 используется для измерения усилий в канале контроля крутящего момента на роторе.

Датчик ДС4 предназначен для измерения усилий в канале измерения крутящего момента на машинном ключе.

Усилие, воздействующее на трубчатый чувствительный элемент с наклеенными тензорезисторами, вызывает изменение их сопротивления. Изменение сопротивления усиливается в дифференциальном усилителе до уровня (0—10) В.

Конструкция датчика усилий показана на рис. 3. В чувствительный элемент 2 ввинчены серьги 1, 3, с помощью которых осуществляется монтаж датчика усилий и через которые передается измеряемое усилие. Одновременно серьги служат защитным корпусом для чувствительного элемента. Соединение серег подвижное. С помощью резинового кольца 4 обес-

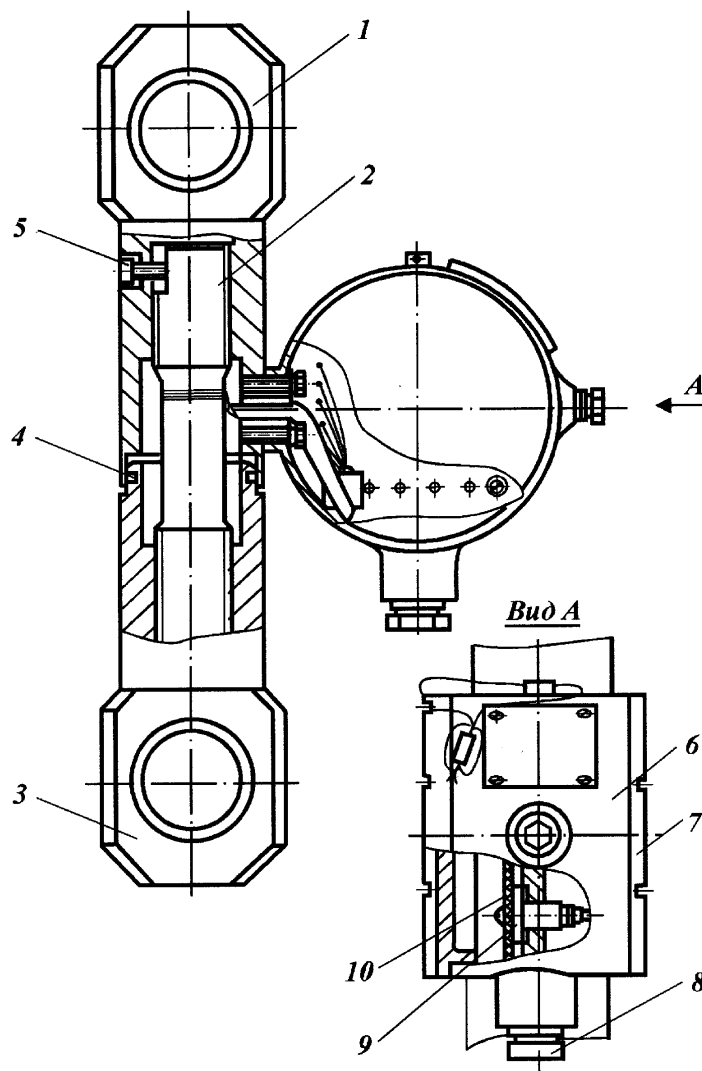


Рис. 3. Дифференциальный усилитель №1 – №4:

1 – серьга верхняя; 2 – чувствительный элемент; 3 – серьга нижняя; 4 – кольцо; 5 – винт; 6 – корпус; 7 – крышка; 8 – кабельный ввод; 9 – колодка; 10 – дифференциальный усилитель

печивается герметичность. Для фиксации чувствительного элемента от проворачивания служит винт 5. К верхней серьге 1 прикреплен корпус 6, в одной части которого размещен дифференциальный усилитель 10, а во второй — клеммная колодка 9 для подключения кабеля и кабельный ввод 8. Каждая часть корпуса закрыта ввинчивающейся крышкой 7.

Датчики положения талевого блока ДП1 — ДП3 предназначены для преобразования угла поворота барабана лебедки в изменение фазных напряжений сельсина, пропорциональное углу поворота входного вала.

Датчики ДП1—ДП3 применяются одновременно в канале контроля подачи инструмента и канале контроля положения талевого блока.

В литой корпус 1 датчика положения талевого блока ДП (рис. 4) помещены редуктор 9 ($i = 125$) и пара зубчатых колес 5, 8 ($i = 1; 1,51; 3$).

Вращательное движение вала буровой лебедки через входной вал датчика 3, редуктор, пару зубчатых колес передается на сельсин 4. Кабель подводится через сальниковый ввод и

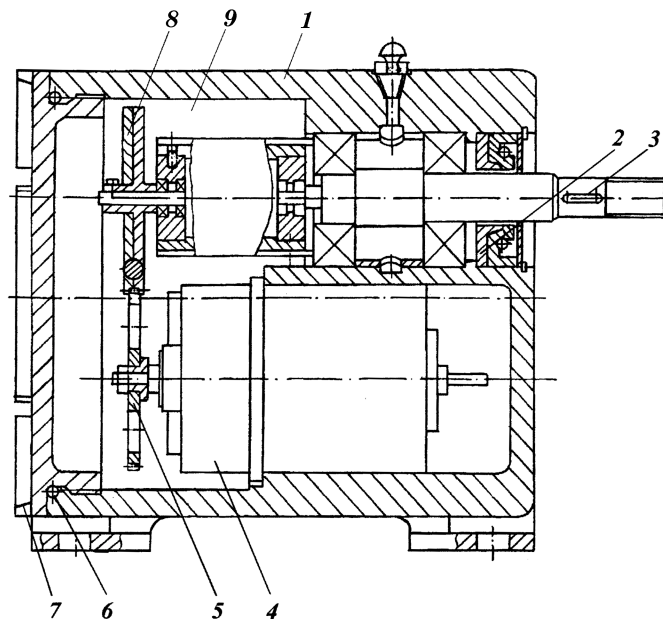


Рис. 4. Датчик положения талевого блока ДП1, ДП2, ДП3

подключается к клеммам сельсина. Датчик закрывается литой крышкой 7. Для герметизации датчика применены манжета 2 и резиновые уплотнительные кольца 6.

Датчик частоты вращения ДЧ1 предназначен для преобразования скорости вращения быстроходного вала ротора или его привода в число импульсов постоянного тока, пропорциональное числу оборотов.

Датчик ДЧ1 применяется в канале контроля частоты вращения ротора.

Принцип действия ДЧ1 основан на срыве высокочастотных колебаний при экранировании магнитной взаимосвязи вращающимся металлическим диском, выступы и прорези которого поочередно попадают в щель индуктивной катушки 1 (рис. 5).

В корпусе ДЧ1 размещен также электронный преобразователь 4, преобразовывающий изменение магнитной взаимосвязи в импульсы постоянного тока.

Внутренний объем корпуса залит компаундом на основе эпоксидной смолы ЭД-20 с добавками. К плате 4 подпаян кабель 7. Герметизация выступающей из корпуса 2 части платы и мест подпайки кабеля осуществлена с помощью гаек 5 и 6 и резиновых деталей. Для подключения ДЧ1 к БПК кабель оканчивается корпусом 8. Для монтажа ДЧ1 на технологическом оборудовании предусмотрены две гайки М20 3.

Индикатор расхода на выходе ИР1 предназначен для преобразования количества выходящего из скважины бурового раствора в пропорциональный электрический сигнал (0–10) В.

Индикатор ИР1 применяется в канале контроля расхода выходящего бурового раствора.

Раствор, выходящий из скважины, отклоняет лопасть индикатора на угол, пропорциональный количеству выходящего из скважины раствора в единицу времени. Угол поворота входного вала преобразовывается в пропорциональное перемещение плунжера дифтрансформатора, которое в свою очередь преобразовывается в напряжение (0–10) В. Конструкция ИР1 показана на рис. 6. Входной вал 7, связанный с лопастью 9, поворачивается на угол от 0 до 60° и в зависимости от расхода бурового раствора передает вращение профильному кулачку 6. Кулачок, вращаясь, через кронштейн перемещает плунжер 3 в катушке 4. Для обеспечения перемещения плунжера в соответствии с профилем кулачка 6 применена пружина 11, которая воздействует на плунжер, обеспечивает

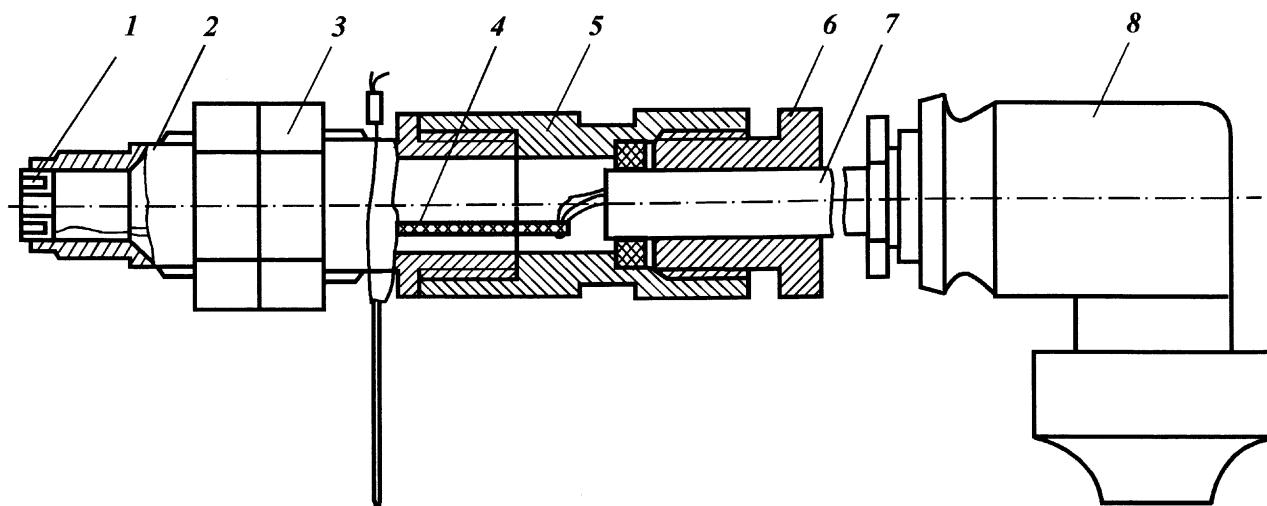


Рис. 5. Датчик частоты вращения ДЧ1:

1 — катушка; 2 — формирователь импульсов; 3, 5, 6 — гайки; 4 — плата; 7 — кабель; 8 — корпус

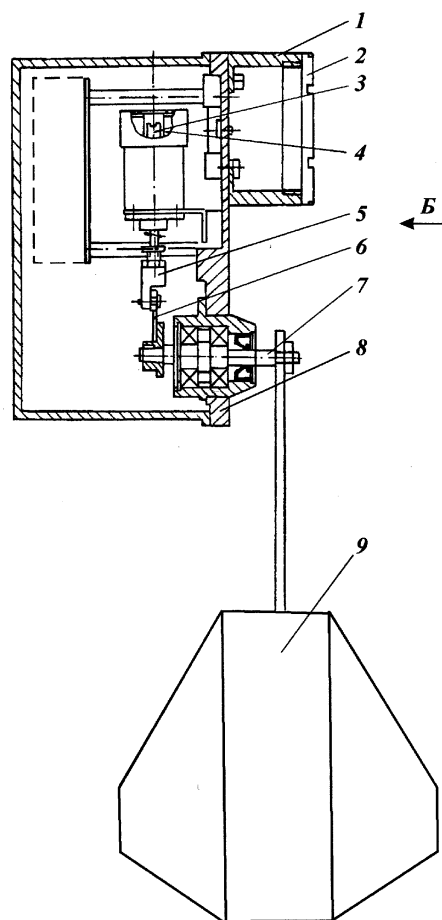
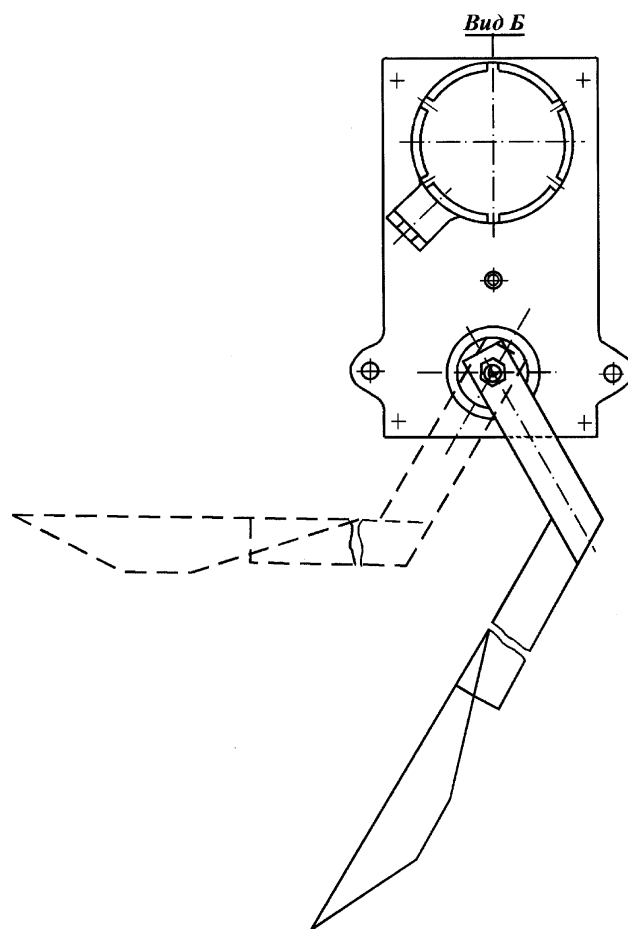


Рис. 6. Индикатор расхода на выходе:

1, 2 — крышки; 3 — плунжер; 4 — катушка; 5 — кронштейн; 6 — кулачок;
7 — входной вал; 8 — плата; 9 — лопасть

плотное прилегание кронштейна к кулачку. Крышки 1, 2 и плата 8 отлиты из стали. В катушке имеется отверстие А для регулировки положения плунжера в катушке.

Датчик уровня ДУ1 предназначен для преобразования уровня бурового раствора в пропорциональный угол поворота вала сельсина.



Конструкция датчика ДЧ1 показана на рис. 7.

Поплавок, плавающий по поверхности раствора, перемещается вверх или вниз при изменении уровня раствора в емкости. Перемещение поплавка преобразовывается в угол поворота вала сельсина, с которого снимаются фазные напряжения.

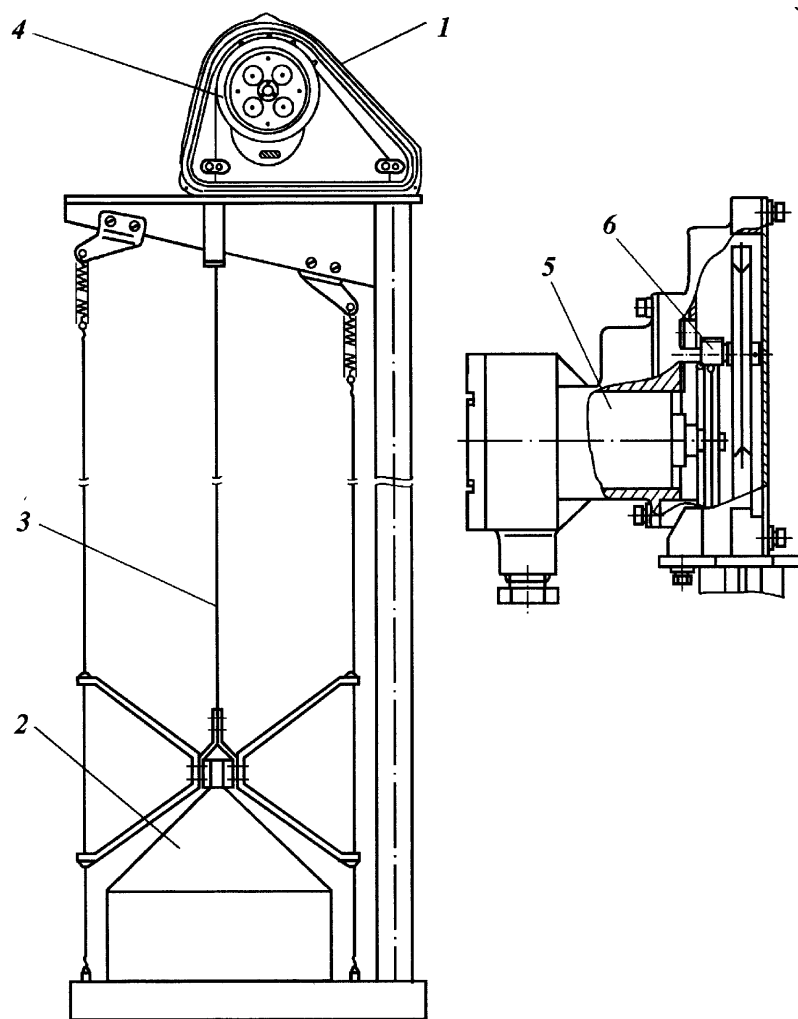


Рис. 7. Датчик уровня:

1 — корпус; 2 — поплавок; 3 — лента; 4 — шкив; 5 — сельсин; 6 — вал

Входной вал 6 с мерным шкивом 4, связанный с поплавком 2 перфорированной стальной лентой 3, при изменении уровня бурового раствора от 0 до 1600 мм поворачивается и посредством цилиндрической передачи $i = 6,4$ поворачивает вал сельсина 5 на угол от 0 до 300°.

Корпус датчика 7 отлит из стали.

Кабель через сальниковый ввод 1 подключается к клеммной колодке сельсина 5.

Нулевой уровень раствора принят выше дна емкости на 300 мм.

Датчик температуры ДТ1 предназначен для преобразования температуры выходящего из скважины бурового раствора в пропорциональный выходной электрический сигнал (0–10) В.

Датчик ДТ1 применяется в канале измерения температуры (рис. 8).

В зависимости от температуры термометр сопротивления 6 изменяет свое сопротивление, которое преобразовывается электронным преобразователем в напряжение (0–10) В.

Термометр сопротивления закреплен на гайку 5, ввинченную в сварной каркас. Сварной каркас состоит из стакана 4, трубы 7, корпуса 10. Электронный преобразователь 8 установлен в корпусе с помощью двух винтов 1. Закрывается корпус двумя крышками с резьбой. Подсоединяемый кабель крепится к корпусу шайбой 3 и гайкой 2.

Пульт контроля и управления ПКУ (рис. 9) предназначен для оперативного контроля процессов бурения нефтяных и газовых скважин на суше. ПКУ имеет два варианта исполнения, отличающихся количеством устройств. ПКУ (вариант 00) состоит из герметизированного контейнера 1. В верхней части контейнера размещена панель с установленными на ней измерительными показывающими приборами и блоком сигнализации 7. В нижней части контейнера размещена панель 11 с ручками управления режимами процесса бурения.

Измерительные показывающие приборы представляют собой стандартные стрелочные миллиамперметры М42243, выполненные с оригинальной шкалой. Приборы отображают физическую величину следующих измеряемых параметров процесса бурения: частоты вращения ротора (6), расхода раствора в нагнетательной линии (2), расхода раствора на выходе из скважины (5), положения талевого блока (4), уровня раствора в приемных емкостях (3), плотности раствора (14), температуры раствора на выходе (13).

Обе панели в собранном виде, снабженные разъемами с ловителями, вставляются в контейнер пульта по направляющим.

Для более точной фиксации ответные части разъемов в контейнере установлены на угольниках, имеющих некоторую свободу вращения вокруг вертикальной оси. Панели устанавли-

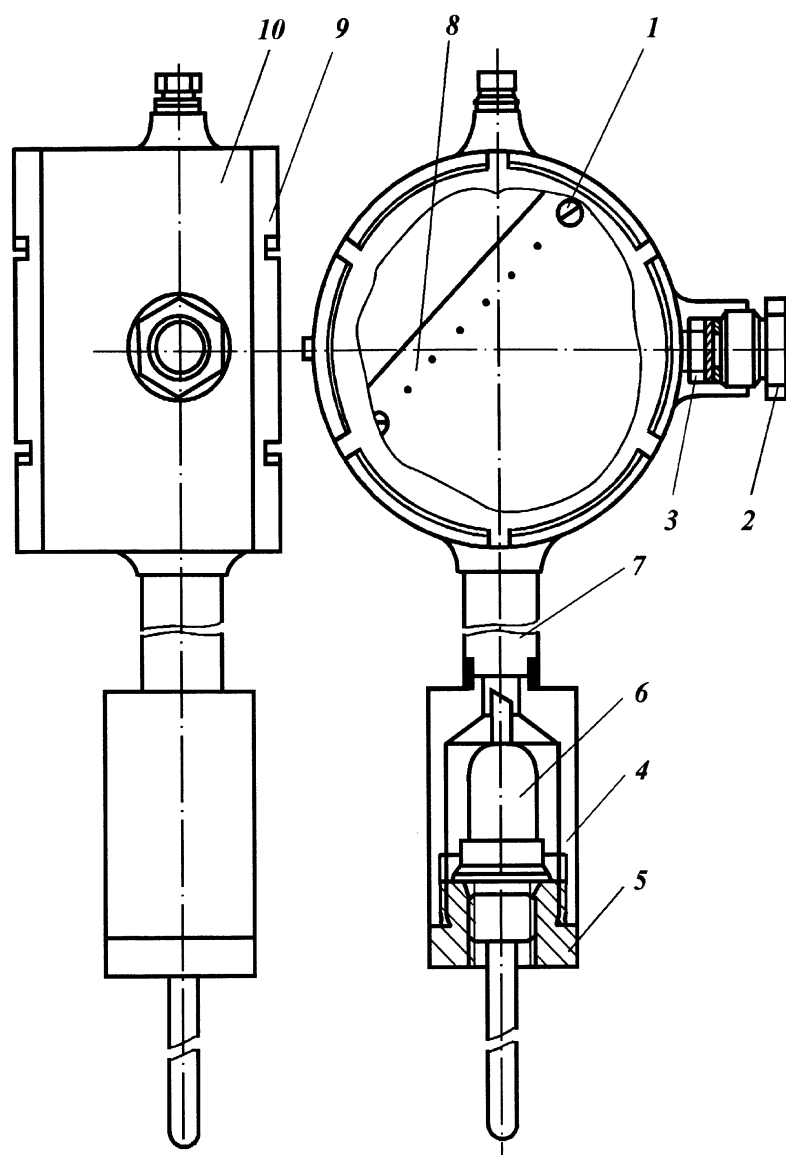


Рис. 8. Датчик температуры ДТ1:

1 – винт; 2 – гайка; 3 – шайба; 4 – стакан; 5 – гайка; 6 – термометр;
7 – труба; 8 – ПСН; 9 – крышка; 10 – корпус

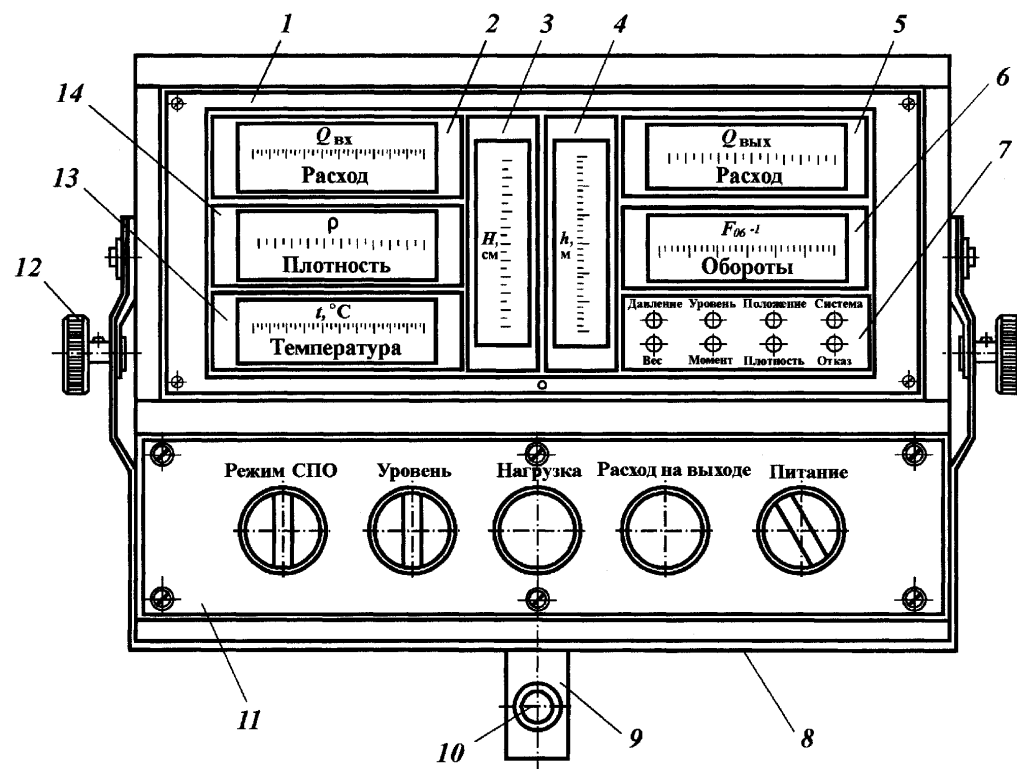


Рис. 9. Пульт контроля и управления

ливаются на прокладках, обеспечивающих герметичность пульта, и закрепляются винтами. Панель с показывающими приборами закрывается литой алюминиевой крышкой со смотровым окном.

Для установки в положение, удобное для бурильщика, контейнер снабжен скобой 8, крепящейся к контейнеру на осях вращения.

В нижней части к скобе прикреплена труба 9 для установки пульта на буровой площадке. Скоба и труба имеют фиксаторные ручки 10 и 12, позволяющие закреплять пульт в необходимом положении.

Пульт контроля и управления ПКУ (вариант 01) выполнен аналогично основному варианту. В верхней части контейнера размещена панель, на которой установлены измерительные приборы, показывающие расход раствора, частоту вращения ротора и положение тальблока, а также блок сигнализации.

В нижней части контейнера расположена панель с ручками управления режимами процесса бурения.

Верхняя панель закрывается литой крышкой со смотровым окном.

Для установки в положение, удобное для бурильщика, ПКУ имеет на осях вращения скобу с прикрепленной к ней трубой для установки на объекте и фиксаторные ручки.

Блок наблюдения БН предназначен для отображения информации о контролируемых параметрах в форме, удобной для восприятия бурильщиком. БН (рис. 10) состоит из корпуса 5, в котором установлены четыре стрелочных прибора, показывающие вес инструмента (1), осевую нагрузку на долото (2), крутящий момент (4), давление бурового раствора (3).

В процессе бурения прибор, показывающий момент, отображает крутящий момент на роторе, а в процессе СПО — крутящий момент на машинном ключе.

Питание БН осуществляется от БПК, электрические сигналы контролируемых параметров поступают также от БПК.

Блок питания и коммутации БПК (рис. 11) предназначен для питания комплекса стабилизированным напряжением и электрического сопряжения устройств, входящих в состав комплексов.

Конструктивно БПК расположен в унифицированном шкафу 1, на поворотной раме которого установлены блок питания системы БПС 2, блок обработки сигналов БОС 3 и блок питания датчиков БПД 4, размещенные в унифицированных каркасах.

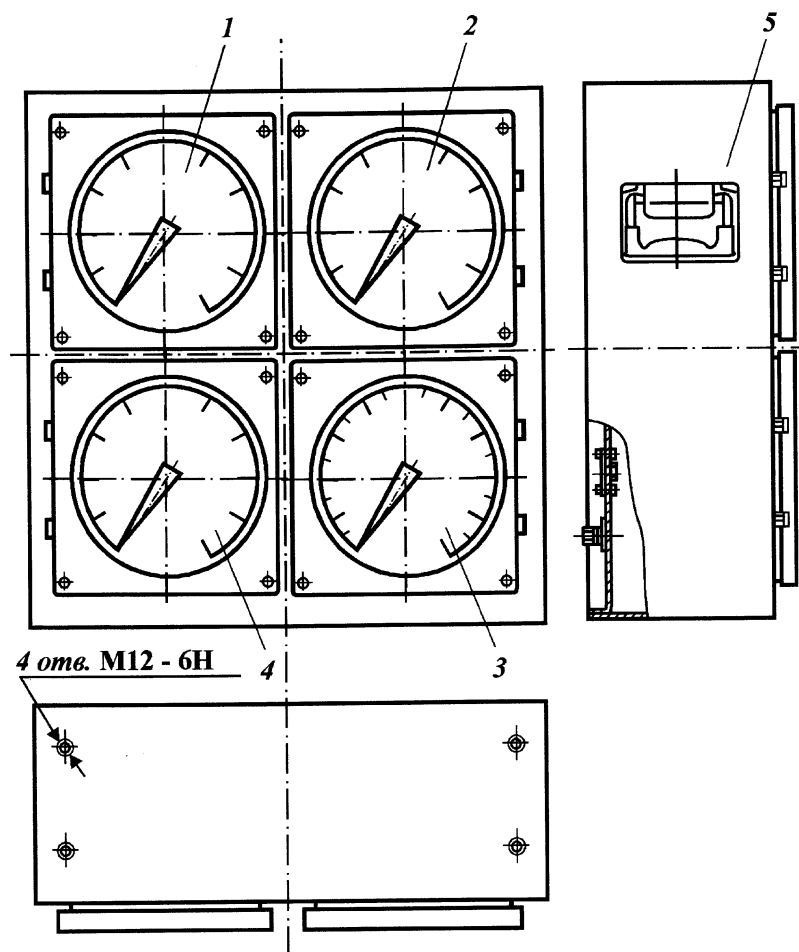
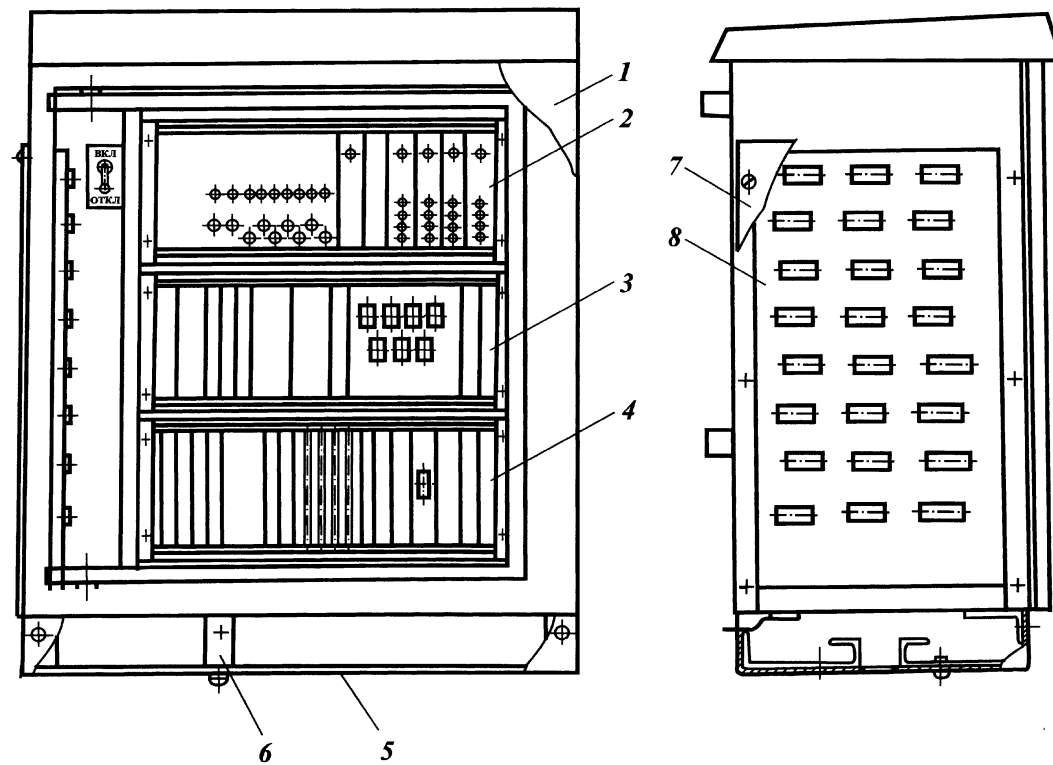


Рис. 10. Вид сзади шкафа

На боковой левой стенке шкафа установлен кожух 8 с размещенными на нем разъемами для подключения монтажных жгутов и кабелей. Кожух закрывается крышкой 7. Внизу шкафа имеется поддон 5, крепящийся винтами к кронштейнам 6, приваренным к шкафу. В поддоне выполнено отверстие для ввода в кожух шкафа кабелей внешнего подключения.



αΕΘ. 11. ΑΙΟΪ ΟΕΪϋϋϋϋ Ε ΙΟΪΙΟΪϋϋϋϋ Αε ä

Устройство регистрации УР (рис. 12) предназначено для записи текущих значений технологических параметров процесса бурения. Устройство регистрации устанавливается в помещении бурового мастера.

В кожухе 9, в верхней части передней съемной панели 5 закреплены четыре миллиамперметра НЗ92, осуществляющие аналоговую запись текущих значений быстро меняющихся технологических параметров: осевой нагрузки на долото (1), крутящего момента (2), подачи (3) и давления (4).

Миллиамперметры используются для регистрации напряжения постоянного тока (0—10) В, соответствующего значению измеряемого технологического параметра.

В нижней части панели размещены:

регистрирующий прибор "Диск-250" 8, предназначенный для аналоговой записи параметра веса бурильной колонны;

вольтметр КСУ-2 6 для аналоговой записи текущих значений технологических параметров, скорость изменения которых невелика; в комплексе используется шестиканальный прибор;

выключатель 7, предназначенный для включения УР.

На задней съемной крышке внутри кожуха имеется планка 11 с размещенными на ней разъемами. Подключение внешних кабелей в кожухе осуществляется с помощью кронштейна 12 с разъемами.

Для переноски УР на боковых стенках кожуха установлены ручки 10.

В режиме "Бурение" для осуществления контроля осевой нагрузки на буровой инструмент бурильщик выполняет следующие операции:

взвешивает инструмент путем снятия колонн с клиньев;

приводит стол кондуктора во вращение;

вращением регулятора "Нагрузка", размещенного на ПКУ, в одну или другую сторону устанавливает стрелку ППН в нулевое положение;

приступает к бурению (нагружает долото).

Отклонение стрелки ППН влево от нуля свидетельствует о нагрузке на долото, отклонение вправо — о затяжке (при подъеме).

При отсутствии осевой нагрузки на буровой инструмент стрелка ППН находится в нулевом положении, перо регистратора пишет нулевую линию на уровне 0,8 диапазона.

Контроль уровня бурового раствора в комплексе СКУБ-М1 обеспечивают три датчика уровня, установленные на разных емкостях. Отображение уровня производится одним

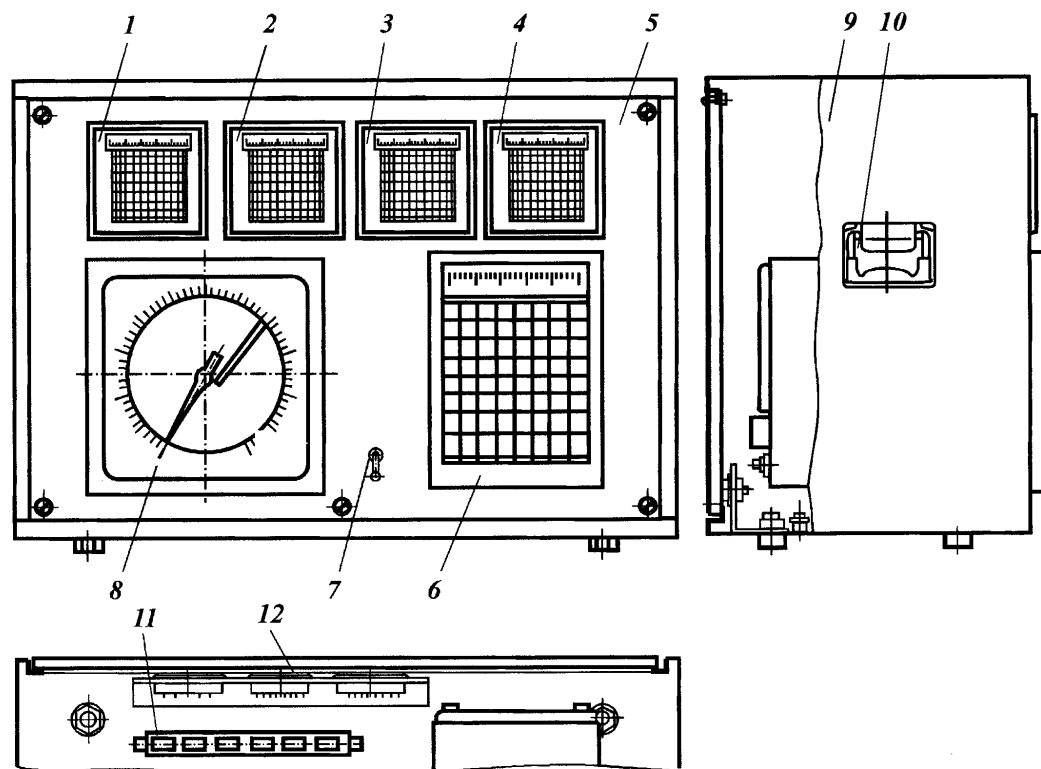


Рис. 12. Устройство регистрации УР

прибором ПИУ, размещенным на ПКУ. Поэтому бурильщик устанавливает переключатель "Уровень" на ПКУ в положение, при котором на ПИУ поступает сигнал датчика ДУ1 с интересующей его емкости (Н1, Н2 или Н3).

Для осуществления контроля за изменением расхода выходящего бурового раствора по ПИИ, размещенном на ПКУ, бурильщик при установившейся производительности буровых насосов выводит стрелку ПИИ в нулевое положение. Для этого необходимо вращать ручку регулятора "Расход на выходе" на ПКУ в одну или другую сторону до выхода стрелки в нулевое положение.

Нулевому положению стрелки ПИИ соответствует выходной сигнал, равный 5 В, этот уровень фиксируется на диаграмме регистратора 2, а также на клемме "Внешний потребитель" в УР.

Отклонение стрелки ПИИ от нулевой линии влево (от 5 до 0 В для сигнала) свидетельствует о поглощении скважиной бурового раствора. Отклонение стрелки вправо (от 5 до 10 В) указывает на проявление скважины. Обе ситуации свидетельствуют об аварийной опасности, поэтому бурильщик должен принять меры в соответствии с действующей инструкцией.

В связи с тем, что отображение крутящего момента производится одним ППМ на БН и в состав комплекса СКУБ-М1 могут входить два датчика (один — для контроля крутящего момента на роторе, другой — для контроля крутящего момента на машинном ключе), бурильщику необходимо следить за тем, чтобы переключатель "Режим" был установлен в соответствующем положении. Тогда в режиме "Бурение" на ППМ, на диаграмме регистратора и контакте "Внешний потребитель" в УР будет сигнал крутящего момента на роторе ($\dot{a}_p$), а в режиме СПО — сигнал крутящего момента на машинном ключе ($\dot{a}_k$).

Указанные составные части комплекса СКУБ-М1 устанавливаются на технологическом оборудовании буровой. Поэтому в работе с комплексом принимают участие члены буровой бригады, на чьих рабочих местах размещены эти составные части.

Бурильщик находится на буровой площадке, следит за работой БН и ПКУ, за показаниями приборов и сигнальных устройств, размещенных в этих блоках; управляет работой комплекса СКУБ-М1 с помощью ручек управления, размещенных в ПКУ; следит за изменениями технологических параметров и принимает соответствующие решения по управлению.

Буровой мастер находится в помещении, где размещено устройство регистрации (УР).

Он следит за работой регистрирующих приборов УР и контролирует технологический процесс.

Дежурный электрик следит за исправностью оборудования буровой и составных частей комплекса.

Члены бригады, допущенные к работе с комплексом СКУБ-М1, обязаны строго выполнять правила, указанные в инструкциях.

В зависимости от вида работ (режима) бурильщик устанавливает расположенный на ПКУ переключатель "Режим" в соответствующее положение, при этом комплексом СКУБ-М1 реализуются следующие функции:

отображение на показывающих приборах БН (табл. 6.2);

отображение на измерительных приборах в ПКУ (табл. 6.3.);

Таблица 6.2

Контролируемый параметр	Положение переключателя "Режим"				
	бурение	остановка	СПО	промывка	ремонт
Нагрузка на крюк	+	+	+	+	—
Осевая нагрузка на буровой инструмент	+	—	—	—	—
Крутящий момент на роторе	+	—	—	—	—
Крутящий момент на машинном ключе	—	—	+	—	+
Давление нагнетания бурового раствора	+	+	—	+	—

Таблица 6.3

Контролируемый параметр	Положение переключателя "Режим"				
	бурение	остановка	СПО	промывка	ремонт
Положение талевых блоков	+	+	+	+	+
Расход бурового раствора в нагнетательной линии	+	+	—	+	—
Частота вращения ротора	+	—	—	—	—
Уровень раствора	+	+	+	+	+
Температура бурового раствора	+	+	—	+	+
Изменение расхода бурового раствора	+	+	+	+	—
Плотность бурового раствора (при наличии датчика)	+	+	—	+	—

выдача внешних информационных сигналов внешнему потребителю и на устройство регистрации (табл. 6.4);
 сигнализация об отклонении от заданного режима (табл. 6.5);
 выдача сигналов управления на разъеме ХР21 БПК (табл. 6.6).

Т а б л и ц а 6.4

Контролируемый параметр	Положение переключателя "Режим"				
	бурение	остановка	СПО	промывка	ремонт
Нагрузка на крюк	+	+	+	+	—
Осевая нагрузка	+	—	—	—	—
Крутящий момент на роторе	+	—	—	—	—
Крутящий момент на ключе	—	—	+	—	—
Давление	+	+	—	+	—
Положение талесового блока	+	+	+	+	+
Расход	+	+	—	+	—
Частота	+	—	—	—	—
Температура	+	+	—	+	+
Измерение расхода	+	+	+	+	—
Плотность	+	+	—	+	—

Т а б л и ц а 6.5

Световой сигнал на панели ПКУ	Положение переключателя "Режим"				
	бурение	остановка	СПО	промывка	ремонт
Вес	+	+	+	+	+
Положение талесового блока	+	—	+	—	+
Давление	+	+	—	+	+
Момент	+	—	+	—	+
Уровень	+	+	+	+	+
Отказ	+	+	+	+	+
Плотность	+	+	—	+	+

Т а б л и ц а 6.6

Управляющий сигнал	Положение переключателя "Режим"				
	бурение	остановка	СПО	промывка	ремонт
Вес	+	+	+	+	+
Тальблок	+	—	+	—	+
Давление	+	+	—	+	+
Циркуляция	+	+	—	+	+
Момент $\hat{e}$	+	—	—	—	—
Момент К	—	—	+	—	+
Уровень	+	+	+	+	+
Скважина	+	+	—	+	—
Плотность (при наличии датчика)	+	+	—	+	—

П р и м е ч а н и е. В табл. 6.2—6.6 знак "+" свидетельствует о наличии данной функции, знак "—" — об ее отсутствии.

МНПО "Нефтегазавтоматика" разработаны унифицированные модульные средства контроля параметров технологических процессов бурения (сокращенно "Модуль"), представляющие собой набор конструктивно совместимых между собой модулей: датчиков, функциональных блоков и приборов.

"Модуль" позволяет осуществлять контроль нагрузки на крюк, крутящего момента на роторе, частоты вращения ротора, положения талевого блока, расхода бурового раствора на входе в скважину и выходе из нее, уровня бурового раствора в емкостях, плотности, температуры бурового раствора, давления бурового раствора в нагнетательной линии, натяжения каната.

В качестве датчиков используются преобразователи, аналогичные тем, которые включены в комплекс СКУБ-М1.

В качестве вторичных приборов используются измерительные показывающие комбинированные стрелочные приборы типа ИПК и центральный групповой модуль.

ИПК поставляется в виде моноблока. В состав прибора входят по одному вставному субблоку, блок питания унифицированный БПУ2, субблок управления сельсинами СУС. Кроме того, в состав прибора ИПК7 дополнительно включен вставной субблок для преобразователя давления "Сапфир", а в прибор ИПК8-1 — вставной субблок суммирования сигналов расхода.

Приборы ИПК состоят из кожуха, передней откидной панели и задней съемной крышки. Внутри установлен каркас с направляющими, в которые вставляются субблоки прибора, а также субблок датчика частоты вращения ДЧВ-1 (только в ИПК9 для контроля частоты вращения ротора).

На передней панели установлены редуктор шкально-стрелочного механизма с сельсинами БС-1404 А, индикатор световой сигнализации, кнопка контроля работоспособности прибора "Контроль" и два переключателя уставок предельных значений — грубо (через 10 %) и точно (через 1 %). Переключатели установлены на внутренней части откидной панели с тем, чтобы затруднить доступ к ним посторонних лиц.

На задней крышке расположены штепсельные разъемы для подключения кабелей, сетевой тумблер, тиристорная плата для безыскрового включения-отключения прибора, плата выходного каскада (во всех приборах, кроме ИПК7 и ИПК8-1), трансформатор питания сервисного блока преобразователя "Сапфир" (только в ИПК7 контроля давления), дыхательный штуцер.

Структура построения прибора представлена на рис. 13. Переменное напряжение 220 В с контактов 1, 2 колодки штепсельного разъема ХР1 поступает через тумблер и тиристорную плату на унифицированный блок питания БПУ2, который обеспечивает необходимыми стабилизированными напряжениями все субблоки прибора, а также подключаемые к нему датчики. Особенности обеспечения питанием подключаемого к ИПК преобразователя давления типа "Сапфир 22ДИ" показаны на рис. 13.

Первичные преобразователи (датчики), как правило, подсоединяются к штепсельному разъему Х2. Входной сигнал с контактов 3, 4 этого разъема поступает на плату выходного каскада ВК и на субблок управления сельсинами СУС.

Таким образом, в приборе входной сигнал, поступающий от датчика либо непосредственно, либо через сервисный субблок в виде напряжения постоянного тока, пропорционального контролируемому параметру, подается на вход субблока управления сельсинами.

В субблоке СУС измеряемое напряжение преобразовывается в две различные пары напряжений постоянного тока, поступающие на управляющие роторные обмотки грубого и точного сельсинов, статорные обмотки возбуждения которых запитаны выпрямленным напряжением 40 В; по шкалам производится отсчет показаний в единицах контролируемого технологического параметра.

Взаимодействие постоянных магнитных полей ротора и статора однозначно определяет угловое положение роторов сельсинов, причем таким образом, что, когда стрелка ротора грубого сельсина проходит основную шкалу от нуля до максимума, стрелка точного сельсина проходит свою круговую шкалу 10 раз.

Отсчет показаний производится аналогично отсчету по часовой и минутной стрелкам часов, т.е. к значению последнего оцифрованного деления основной шкалы, пройденного внутренней стрелкой, добавляется отсчет по стрелке наружной верньерной шкалы.

Погрешность измерения контролируемой величины при работе прибора от датчика определяется как сумма погрешностей датчика, прибора ИПК и сервисного блока.

В каждом приборе имеется пара уставок ("грубо" и "точно") предельно допустимых значений контролируемого параметра, напряжение с которых поступает в субблок СУС, где оно сравнивается с измеряемым напряжением и вырабатываются сигналы световой (мигающей) и внешней сигнали-

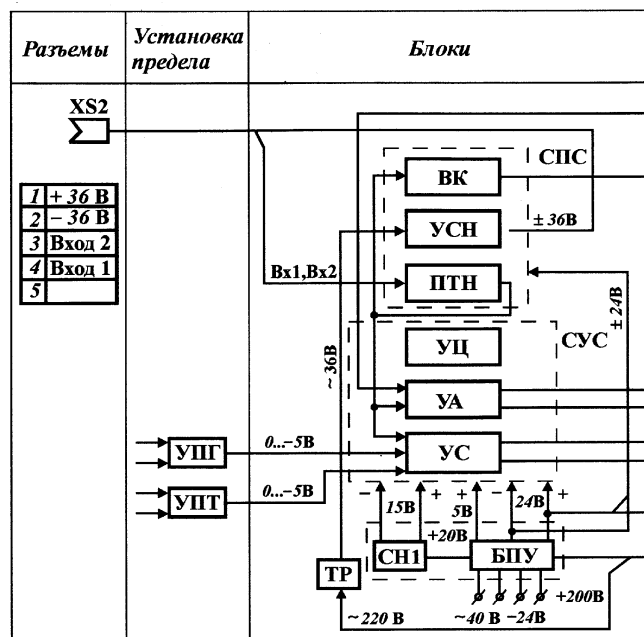


Рис. 13. Структура измерительного прибора ИПК:

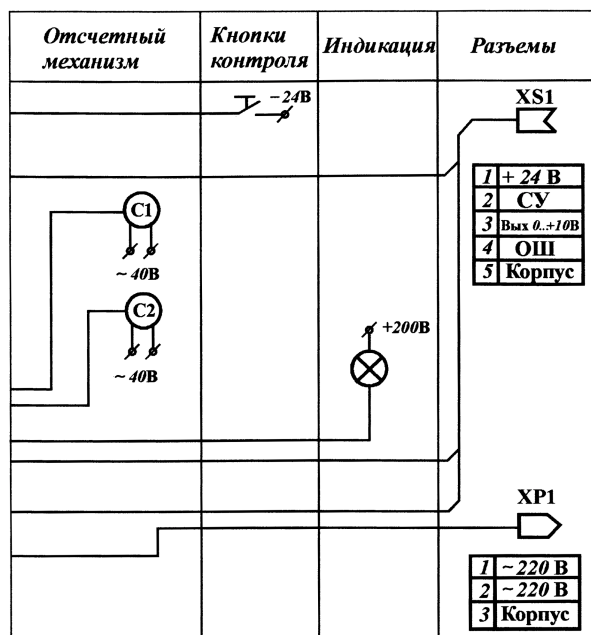
$\bar{e}i\bar{e}$ — субблок управления сельсином; $i\bar{i}$ — узел цифровой; $i\bar{A}$ — узел; $\bar{A}e\bar{i}$ — узел блока питания; $\bar{e}\zeta 1$ — стабилизатор напряжения ± 15 В; узел выходного каскада; $i\bar{e}\zeta$ — узел стабилизации напряжения; $\bar{e}i\zeta$ — узел ка предела "грубо"; $i\bar{e}i$ — установка предела "точно"

зации (в виде скачка напряжения на контактах 1, 2 разъема X1).

В каждом приборе имеется кнопка "Контроль", с помощью которой (при удержании ее в нажатом состоянии) от входа прибора отключается датчик и вместо него на вход подается напряжение 5 В; при этом стрелка прибора должна встать в положение, соответствующее 50 % от предела измерения, а сигнальная лампа — замигать.

Диапазоны измерения ИПК — от 0 до 10 В, основная приведенная погрешность не превышает $\pm 0,25$ %.

Центральный групповой модуль (ЦМГ) предназначен для использования в комплекте с соответствующими датчиками в качестве группового автономного измерителя или в составе приборных комплексов и информационно-измерительных систем, которые обеспечивают контроль технологических параметров процесса бурения скважин.



аналоговый; $\dot{I}\ddot{e}$ — узел сигнализации; $\Lambda\dot{e}\dot{I}-2$ — блок питания унифициро-
 $\ddot{e}$ — сельсин; $\ddot{e}\ddot{e}\ddot{e}$ — субблок преобразователя давления "Сапфир"; $\zeta\ddot{a}$ —
 преобразователя ток — напряжение; $\dot{I}\dot{e}$ — трансформатор; $\dot{I}\ddot{e}\ddot{E}$ — установ-

Модуль может быть применен, в частности, в системах наземного контроля процессов (ГОСТ 14169—79) типа СКУБ, ИИС СКУ-МОРЕ-2 и др.

Эксплуатационное назначение модуля — обеспечение контроля важнейших технологических параметров системы циркуляции бурового раствора при бурении:

- уровня бурового раствора в резервуарах;
- расхода бурового раствора на входе и выходе скважины;
- плотности бурового раствора на входе и выходе скважины;
- температуры раствора на входе и выходе скважины.

Функциональное назначение модуля заключается в следующем:

- измерение информационных сигналов подключаемых датчиков и отображение результатов измерений в единицах соответствующего контролируемого технологического параметра;

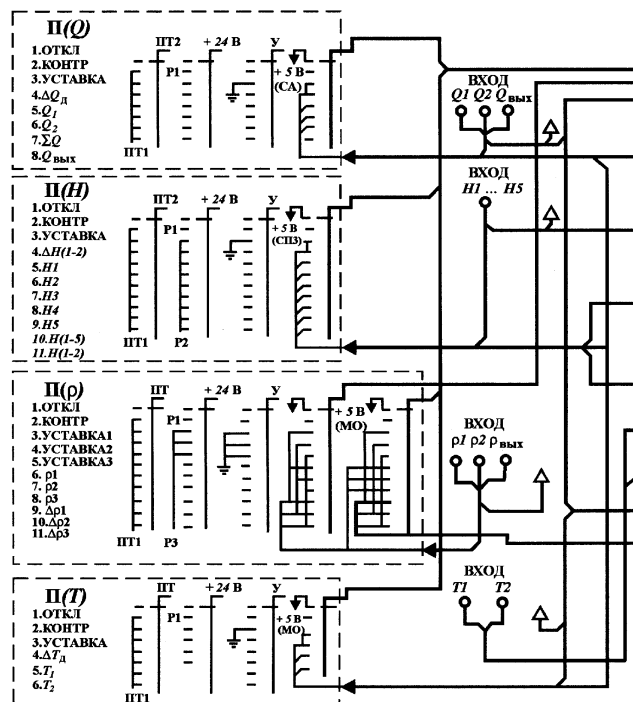


Рис. 14. Структура построения ЦМГ

формирование суммы или разности сигналов от нескольких датчиков по отдельным технологическим параметрам и отображение результатов в соответствующих единицах;

задание предельно допустимых значений контролируемых параметров или их отклонений от установленных значений;

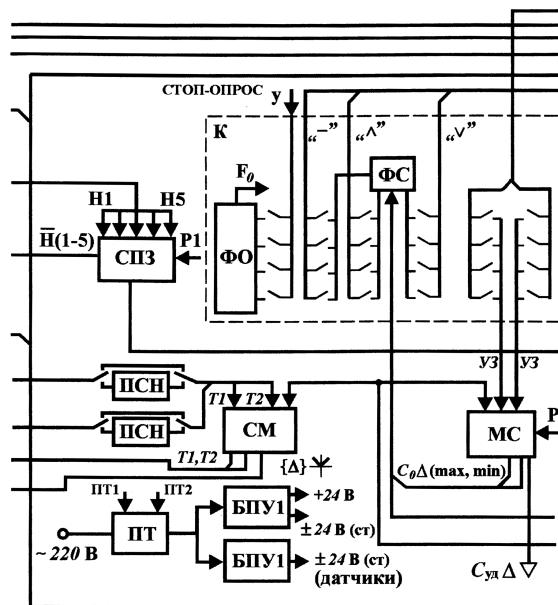
выдача сигналов отклонения контролируемых параметров от заданного значения в световой форме и в виде внешнего электрического сигнала;

передача поступающих от датчиков электрических информационных сигналов внешним потребителям;

обеспечение питания подключаемых датчиков (преобразователей).

Структура построения модуля представлена на рис. 14.

Питание всех субблоков модуля и подключаемых в нему датчиков напряжением постоянного тока ± 24 В осуществляется от двух блоков питания БПУ-1: один для питания субблоков, второй — для питания датчиков.



Для безыскрового включения модуля напряжение (220 В, 50 Гц) от сети подается на блоки питания через тиристорный выключатель (ПТ) при замыкании управляющих электродов тиристора в положении, отличающемся от "откл" хотя бы по одному из каналов.

Все функции модуля (кроме Н 1–5) реализуются субблоками общего применения (АЧП, МС и МОС).

Переключатели "Род работы" позволяют установить необходимый режим работы ("откл", "контр", "установка") и другие функции контроля параметров. Переключатели (типа ПГК) имеют следующие направления коммутации:

- 1) управление тиристорным выключателем (ПТ);
- 2) включение в режим контроля субблоков СПЗ-1, МС-1, Р;
- 3) останов опроса — фиксирование состояния коммутатора на канале, по которому выполняется "установка";
- 4) выход на визуальную цифровую индикацию через коммутатор на АЦП;

5) передача выбранного входного сигнала по каналу плотности (1, 2 или 3) через коммутатор на субблок МОС-1 (МО).

Уставки "ноль" (УН) собраны на переменных резисторах типа ППЗ и формируют балансирующий сигнал — (0...5) В для подачи через коммутатор на вход МОС-1 (МО).

Уставки "зона" (УЗ) собраны на переключателях типа ПГК и формируют симметричные сигналы по верхнему и нижнему пределам отклонения параметра $\pm (0...5)$ В для подачи через коммутатор на вход МС-1.

Блоки индикации (БИ) предназначены для формирования и отображения цифрового значения параметра (4-го разряда) и отображения символов отклонения параметров от уставки (G, P, Q) и символа подтверждения опроса каналов коммутатором Z.

В БИ применяются вакуумные люминесцентные знакосинтезирующие индикаторы типа ИВ-22.

Диапазон измерения каждого канала ЦМ2 — от 0 до 10 В, основная приведенная погрешность измерения не превышает $\pm 0,5$ %.

Андижанским СПКБ разработан измеритель длины колонны ИДК-1, предназначенный для измерения длины колонны бурильных труб при спуско-подъемных операциях, глубины забоя и механической скорости при бурении, а также для выдачи информации в систему сбора и обработки информации.

ИДК-1 функционирует как самостоятельный прибор, а также в составе системы сбора, обработки и передачи информации.

В состав ИДК-1 входят следующие основные части (рис. 15):

- преобразователь перемещения крюка ППК;
- сигнализатор наличия соединения крюка с колонной бурильных труб, который состоит из двух частей: излучателя СНС-И и приемника СНС-П;
- сигнализатор начала проходки СНП;
- блок обработки данных БОД;
- табло.

Первичные преобразователи и сигнализаторы рассчитаны для установки на буровых типа 4Э и 3Д.

Преобразователь плотности бурового раствора ППЭ-1, разработанный в Андижанском СПКБ, предназначен для преобразования величины плотности бурового раствора в пропорциональный ей электрический аналоговый выходной сигнал.

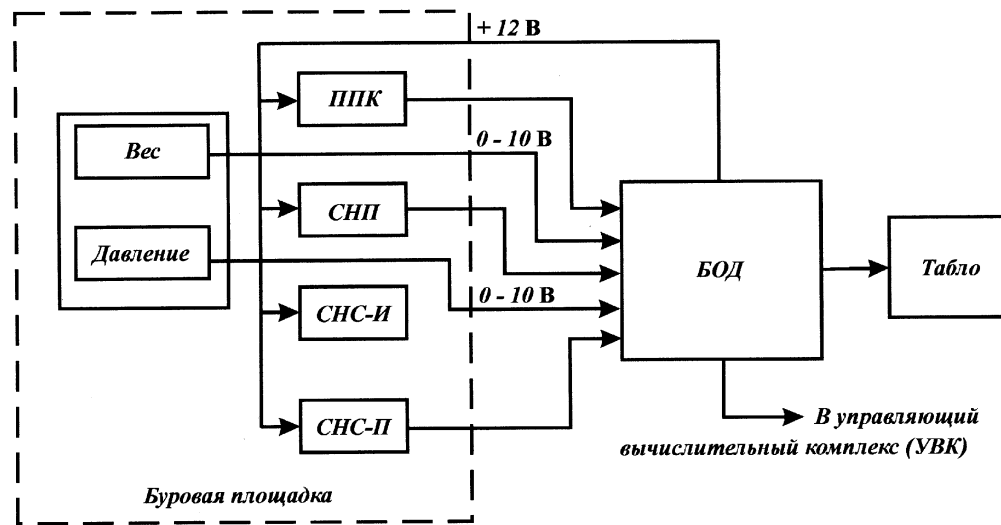


Рис. 15. Структурная схема ИДК-1:

ППК — преобразователь перемещения крюка; *СНП* — сигнализатор начала проходки; *СНС-И* — сигнализатор наличия соединения — излучатель; *СНС-П* — сигнализатор наличия соединения — приемник; *БОД* — блок обработки данных

Технические данные ИДК-1

Диапазон индикации длины колонны, м.....	0+9999,99
Диапазон индикации глубины забоя, м.....	0+9999,99
Дискретность отображения длины колонны, м.....	0,01
Предел допускаемого значения приведенной погрешности измерения длины колонны на длине 30 м.....	Не более $\pm 0,25\%$
Диапазон измерения механической скорости бурения, м/ч.....	99,9
Дискретность отображения механической скорости бурения, м/ч	0,1
Дискретность выдачи первого значения механической скорости бурения.....	Не более 6 мин, выдача последующих значений — 1 мин
Предел допускаемого значения приведенной погрешности измерения скорости в каждом из условных поддиапазонов, м/ч.....	0,1+3 3+0 10+50 50+99,9 Не более 5 %
Параметры питания:	
напряжение сети переменного тока, В.....	220 $\pm$ 22/23
напряжение резервного источника питания (аккумуляторной батареи), В.....	(12 $\pm$ 2)

ППЭ-1 (рис. 16) состоит из первичного преобразователя 1 и преобразователя 2. Первичный преобразователь представляет собой две пьезометрические трубки, которые опускают в емкость, заполненную буровым раствором. Через пьезометрические трубки пропускают сжатый воздух, в результате чего на выходе преобразователя создается пневматический сигнал, пропорциональный изменению плотности бурового раствора.

Пневматический сигнал преобразуется в стандартный электрический сигнал (0—10) В.

Техническая характеристика ППЭ-1

Диапазон измерения, г/см ³	0,8—2,6
Предел допускаемого значения абсолютной основной погрешности, г/см ³	$\pm 0,01$
для первичного преобразователя.....	От — 50 до + 50
для преобразователя.....	От — 30 до + 50
Рабочий диапазон измерения выходного сигнала, В.....	0—10
Параметры питания:	
напряжение переменного тока, В.....	220 $\pm$ 22/33
частота, Гц.....	50 $\pm$ 1
потребляемая мощность, В · А.....	150

Измерительный преобразователь целевой (лотковый) расхода бурового раствора на выходе из скважины ПРЩ-1, раз-

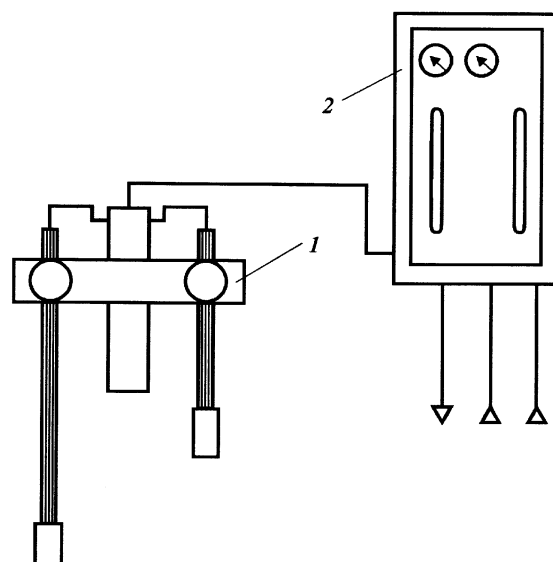


Рис. 16. Преобразователь плотности бурового раствора ППЭ-1:
1 — первичный преобразователь; 2 — преобразователь

работанный АСПКБ, предназначен для работы в системах автоматического контроля, управления и регулирования технологических процессов и обеспечивает непрерывное преобразование текущего значения расхода на выходе из разбуриваемой скважины в унифицированный электрический выходной сигнал (0 – 10) В.

Эксплуатация преобразователя возможна в интервале температур окружающего воздуха от -50 до $+50$ °С при относительной влажности 95 ± 3 %.

Преобразователь состоит из первичного преобразователя, блока питания и преобразования (рис. 17).

Первичный преобразователь включает лоток, направляющую с кареткой, датчик уровня, заслонку, привод, блок питания и преобразования.

Принцип действия ПРЩ основан на поддержании заданного уровня раствора до заслонки. При отклонении уровня раствора на величину $\Delta H'$ или $\Delta H''$ заслонка перемещается под действием привода, тем самым увеличивая или уменьшая высоту щели h . Перемещение заслонки от ее начального положения l характеризует величину расхода протекающего бурового раствора.

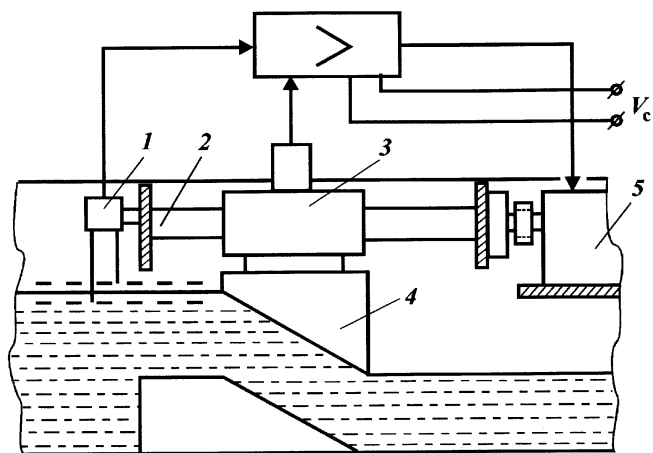


Рис. 17. Измерительный щелевой преобразователь расхода бурового раствора на выходе из скважины ПРЩ-1:

1 — датчик уровня; 2 — направляющая; 3 — каретка; 4 — заслонка; 5 — привод

Техническая характеристика ПРЩ-1

Диапазон измерения расхода, л/с	5—60
Пропускная способность, л/с.....	100
Предел допускаемого значения основной приведенной погрешности, %.....	±2,5
Предел допускаемого значения вариации выходного сигнала, %.....	2,5

Индикатор вибрации бурильного инструмента "Искра-1", разработанный Андиганским СПКБ, предназначен для преобразования механических колебаний верха бурильного инструмента в электрический сигнал постоянного тока и его индикации на показывающих приборах с целью определения начала заклинивания шарошечного долота и контроля работы трубопровода при бурении скважин глубиной до 4500 м. Индикатор "Искра-1" применяется на буровых установках эксплуатационного и разведочного бурения при турбинном бурении.

Принцип действия индикатора основан на измерении и анализе электрического сигнала, пропорционального мощности вибраций, возникающих при взаимодействии долота с забоем скважины и распространяющихся по колонне бурильных труб.

Индикатор имеет два канала (Р и З) для преобразования энергии соответственно вертикальных и горизонтальных

упругих колебаний в электрический сигнал постоянного тока.

Конструктивно индикатор "Искра-1" состоит из двух частей (рис. 18): блока преобразователей 2, устанавливаемого на верхней части бурильного инструмента, и блока преобразования и индикации 1, устанавливаемого на приборном щите, рядом с гидравлическим индикатором веса.

При возникновении вибраций в бурильном инструменте с блока преобразователей на вход блока преобразования и индикации по каналу Р начинает поступать переменный электрический сигнал, пропорциональный амплитуде виброскорости. В блоке преобразования и индикации напряжение переменного тока усиливается, выпрямляется, возводится в квадрат с целью получения напряжения, пропорционального мощности вибрации, и интегрируется. Проинтегрированный сигнал отображается на показывающих приборах и выводится для записи на регистрирующую аппаратуру.

Система автоматического долива скважины при спуско-подъемных операциях "Уровень-1" предназначена для автоматического поддержания уровня бурового раствора на глубине до 30 м от устья скважины и сигнализации о флюидопроявлениях при подъеме инструмента, поглощениях при спуске и неподвижном состоянии инструмента.

Система рассчитана для работы в комплекте с источником быстрых нейтронов плутоний-бериллиевым (ТУ 95.7162–76) или полоний-бериллиевым (ТУ 95.7143–76) активностью от $(5,00 \pm 1,25)10^5$ до $(5 \pm 1)10^6$ нейтр/с.

В состав системы входят (рис. 19): блок электронный; индикатор медленных нейтронов; камера источника; счетчик свечей; индикатор потока; сирена сигнальная СС-1; затвор шланговый с электроприводом.

Во время подъема инструмента, когда уровень промывочной жидкости опустится ниже уровня установки реле уровня 3, это реле сработает и через электронный блок 4 откроет шланговый затвор 6, установленный на линии подачи промывочной жидкости. Открытое состояние затвора 6 запрещает работу электронного блока 4 от счетчика свечей 2. По достижении уровня промывочной жидкости в скважине заданной величины схема возвращается в исходное состояние, т.е. затвор закрывается.

Если при подъеме инструмента уровень промывочной жидкости не опускается по причине проявления, реле уровня не срабатывает.

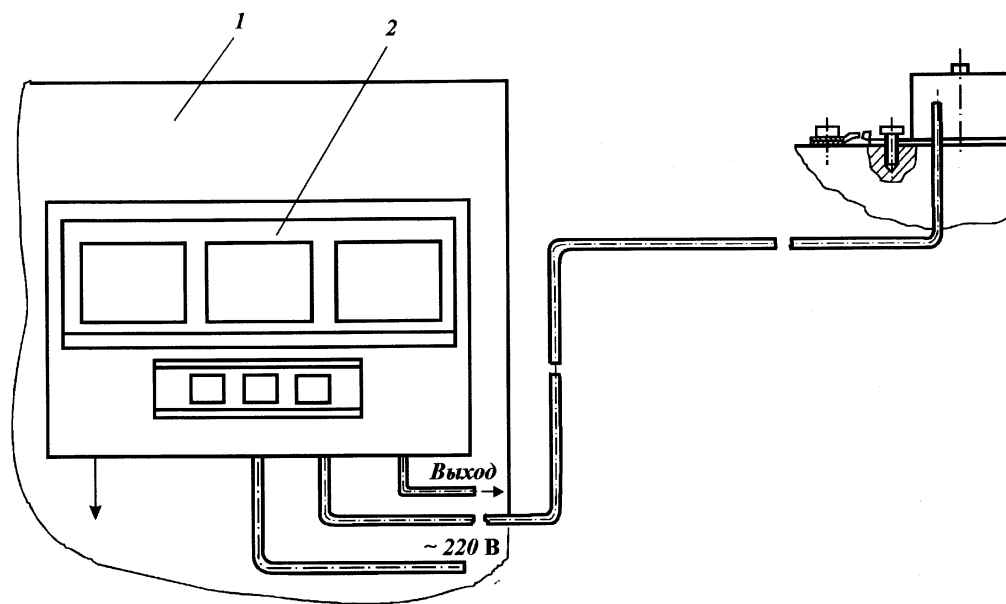


Рис. 18. Структурная
схема индикатора ви-
браций "Искра-1":
1 — блок преобразо-
вания и индикации;
2 — блок преобразова-
телей

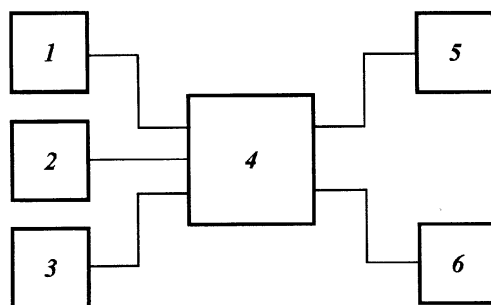


Рис. 19. Структурная схема устройства "Уровень-1":

1 — индикатор потока; 2 — счетчик свечей; 3 — реле уровня (камера источника и индикатор медленных нейтронов); 4 — электронный блок; 5 — сигнальная сирена; 6 — шланговый затвор

При бурении нефтяных и газовых скважин в осложненных геолого-технических условиях комплекс контролируемых параметров должен определяться по методике, описанной в разд. 2.5.

В процессе бурения осуществляется контроль аномального изменения параметров технологического процесса и определения предаварийных ситуаций по совокупности измерений параметров. При этом определяются моменты выхода параметра из зоны технологических допусков и зоны максимальных и минимальных аварийных границ.

Совокупность аномальных изменений технологических параметров, их дисперсии, скорости изменения позволяет определить аварийные ситуации, вызванные отказами бурового оборудования и инструмента или связанные с поглощениями, проявлениями, прихватами.

Для диагностики состояний скважины предложены матрицы аварийных ситуаций, содержащие эталонные описания всех ситуаций [2, 3, 15].

По значениям контролируемых параметров, а также их производных оценивается состояние процесса бурения и насколько оно близко к аварийному.

По результатам контроля определяются оптимальный режим бурения и оптимальная отработка долота. После определения оптимального режима для текущих условий бурения выполняется контроль по критерию оптимальности.

При изменении технологических параметров бурения принимается решение по корректировке режима бурения, подъему долота и др.

Решение принимается в результате оценки с помощью ЭВМ экономического выигрыша и потерь от применения тех или иных технологических операций.

6.2. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Методика устанавливает единые требования к выполнению комплекса работ по контролю показателей качества материалов, применяемых для приготовления буровых растворов, параметров технологических операций и работы технических средств, используемых при промывке скважин.

Методика разработана во ВНИИКРнефти А.Г. Аветисовым, В.А. Буровым, М.А. Галимовым, В.И. Демиховым, Н.Г. Панченко, И.Н. Резниченко, А.П. Руденко, В.И. Рябченко, Е.С. Шмаковым.

Процесс промывки представляет собой совокупность технологических операций: подготовки материалов для буровых растворов, их приготовления, очистки, регулирования свойств и циркуляции.

Технологические схемы выбираются в зависимости от региональных геолого-технических условий при проектировании скважин.

Задачей технического контроля является получение достоверной информации о значениях контролируемых показателей, необходимой для управления процессом промывки скважин.

При контроле на всех операциях процесса промывки скважин учитываются требования ГОСТ 14.317–75 "Правила разработки процессов контроля", РД 39-2-645-81 "Методика контроля параметров буровых растворов", РД 39-2-547-81 "Инструкция по технологии приготовления буровых растворов из порошкообразных материалов", РД 39-2-443-80 "Инструкция по технологии очистки буровых растворов виброситом ВС-1" и технических условий на материалы и средства контроля.

Контроль качества материалов — часть комплекса работ по приготовлению буровых растворов. Осуществляют контроль сотрудники буровой и лаборатории буровых растворов предприятия.

На буровую материалы поступают вместе с сертификатом качества, уточненным по результатам последнего контроля (входного или контроля при хранении).

Таблица 6.7

Определение количества проб для оценки качества материалов

Количество контролируемого материала		Количество проб, шт.
россыпью, т	в таре (мешки, бочки), шт.	
2	1	3
0,05–0,40	1–8	2
0,41–0,75	9–15	3
0,76–1,25	16–25	5
1,26–2,00	26–50	8
2,10–4,00	51–90	13
4,10–8,00	91–150	20

Для приготовления буровых растворов недопустимо применять дефектные материалы, поэтому при поступлении материалов на буровую оценивают сохранность упаковок, влажность и слежалость материалов.

Для проверки качества материалов на буровой отбираются пробы материалов в количестве, определяемом по табл. 6.7.

Технология приготовления буровых растворов включает ряд последовательных операций:

- подготовку технологического оборудования;
- подготовку порошкообразных материалов к выгрузке из емкостей блока приготовления;
- транспортирование материалов в зону смешения;
- ввод материалов для приготовления исходной суспензии;
- обработку суспензии.

Для управления каждой технологической операцией необходим контроль определенных параметров. Принципиальная схема контроля процесса приготовления буровых растворов из порошкообразных материалов приведена на рис. 20.

Контроль подготовки технологического оборудования заключается в визуальной проверке:

- обвязки оборудования и схемы включения бурового насоса БН₁ или БН₂ (емкость Е₁ — гидравлический диспергатор ГД — эжекторный гидросмеситель ЭС — емкость Е₁);
- диаметров насадок, установленных на гидравлическом диспергаторе Г;
- диаметра штуцера на эжекторном гидросмесителе Э.

Диаметр насадки выбирается в зависимости от подачи бурового насоса для того, чтобы избежать повышения давления перед диспергатором выше 14 МПа; значения диаметра приведены ниже.

Подача насоса, л/с	До 16	До 20	До 24	До 30
Диаметр насадки, мм	От 9 до 12	От 12 до 13	До 14	До 16

Диаметр штуцера d_2 на гидросмесителе при вводе глинопо-

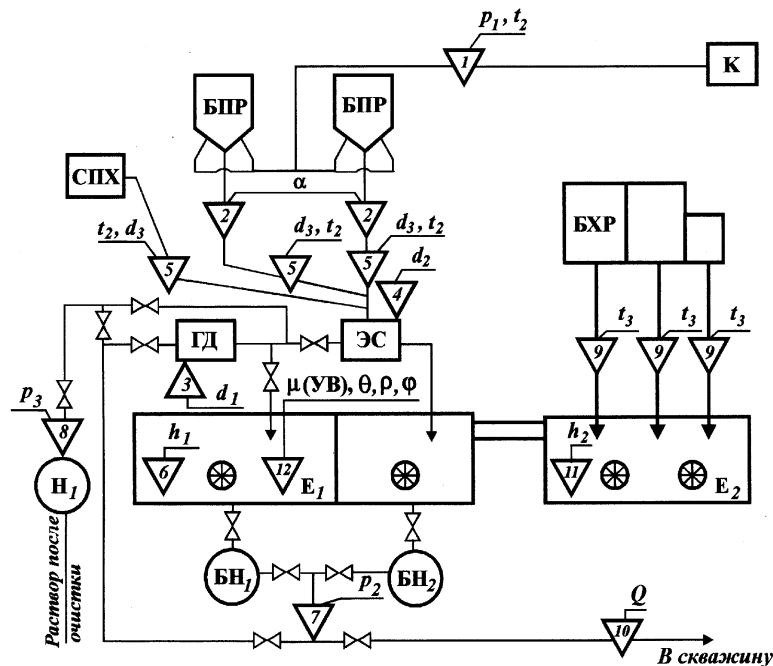


Рис. 20. Общая схема контроля процессов приготовления и регулирования свойств бурового раствора:

$\ddot{e} \ddot{e} \ddot{i}$ — склад с порошкообразными химреагентами; $\ddot{A} \ddot{e} \ddot{e}$ — блок приготовления растворов; $\ddot{A} \ddot{i} \ddot{e}$ — блок жидких химреагентов; $\ddot{E} \ddot{N}$ — гидравлический диспергатор; $\ddot{O}_{1,2}$ — емкости с буровым раствором; $\ddot{u} \ddot{e}$ — эжекторный смеситель; $\ddot{a}$ — компрессор; $\ddot{c}_1$ — центробежный насос; $\ddot{A} \ddot{c}_{1,2}$ — буровые насосы; $\ddot{V}$ — точка контроля

рошка должен составлять 30 или 40 мм при подаче раствора центробежным насосом, 20 или 30 мм — при подаче раствора поршневым насосом и 30 мм — при вводе утяжелителя.

При подготовке порошкообразных материалов (глинопорошка и утяжелителя) к выгрузке из силосов БПР контролируются:

давление воздуха при аэрации p_1 ;

продолжительность аэрации t_1 .

Давление воздуха контролируется по манометру, установленному на выходе компрессора. Требуемое давление 0,02—0,03 МПа. Продолжительность t_1 (от 5 до 7 мин) контролируется по часам.

При транспортировании материалов в зону смешения осуществляется контроль:

степени открытия шиберной заслонки на БПР α ;
давления перед гидравлическим диспергатором или эжекторным гидросмесителем p_2 .

Степень открытия шиберной заслонки контролируется визуально (до 20 °С), давление перед диспергатором — по манометру, установленному на стояке (манифольде) буровых насосов. Требуемое давление от 9 до 14 МПа. Если диспергатор не используется, по этому же манометру контролируется давление перед гидросмесителем (до 3,5 МПа).

При вводе материалов для приготовления исходной суспензии определяются:

количество воды G_1 ;

количество порошкообразных материалов G_2 (глинопо-
рошка и утяжелителя);

количество циклов круговой циркуляции n (время перемешивания t_3);

параметры исходной суспензии: условная вязкость УВ, статическое напряжение сдвига за 1 мин θ_1 , плотность ρ .

Количество воды контролируется с помощью уровнемера ζ , установленного в емкости, в которой готовится буровой раствор. Требуемое количество воды перед вводом глинопо-
рошка составляет от 30 до 50 % расчетного объема V_p приготавливаемой порции раствора. Для определения количества порошкообразных материалов контролируются следующие параметры.

При отсутствии датчика массы материалов в емкостях:

давление перед эжекторным гидросмесителем p_2 ;

диаметр сменной диафрагмы, установленной на линии пневмотранспорта d_3 ;

время ввода материалов t_2 .

Давление перед гидросмесителем контролируется по манометру, диаметр сменной диафрагмы — визуально. Время ввода материала t_2 контролируется по часам. По давлению перед гидросмесителем и диаметру сменной диафрагмы с помощью номограммы определяется величина подачи материала g . Количество материала определяется по формуле

$$G = gt_2,$$

где g — подача материала, т/ч; t_2 — время ввода материала, ч.

При наличии датчика массы, установленного под опорами емкостей, в которых находятся порошкообразные материалы, контролируется масса материала до и после его введения. Количество введенного материала определяется по формуле

$$G_2 = G_3 - G_4,$$

где G_3 — масса материала в емкости до введения; G_4 — масса материала в емкости после введения.

При диспергировании исходной водоглинистой суспензии контролируется число циклов круговой циркуляции. После ввода глинопорошка оно должно быть равно 4–6 циклам, после разбавления — 1–2 циклам, после ввода утяжелителя — 2–3 циклам. При отсутствии диспергатора контролируется время перемешивания (2–3 ч).

При разбавлении водой исходной суспензии контролируется условная вязкость, значение которой должно быть в пределах от 23 до 27 с.

При приготовлении утяжеленного раствора также осуществляется контроль статического напряжения сдвига исходной суспензии, значение которого должно находиться в пределах от 0,3 до 0,6 Па.

При приготовлении утяжеленного раствора плотностью более 1,4 г/см³ контролируется также плотность исходной суспензии, рекомендуемые значения которой находятся в пределах от 1,3 до 1,36 г/см³.

При обработке водоглинистой суспензии контролируются: количество вводимых материалов (порошкообразных и жидких химических реагентов);

количество циклов круговой циркуляции n_2 (или время перемешивания t_4);

параметры бурового раствора, предусмотренные проектом.

Количество введенного порошкообразного химреагента контролируется по массе реагента в мешке, количество введенного жидкого химреагента — по уровнемеру, установленному в соответствующей емкости с жидким химреагентом.

При диспергировании обработанной суспензии контролируется количество циклов циркуляции (1–2 цикла) или время перемешивания (1–2 ч).

Контроль параметров исходной суспензии и готового бурового раствора осуществляется техническими средствами, описанными в работе [12]. Пробы для измерения отбираются три раза из разных мест и с разных глубин емкости с готовым раствором. Все три значения должны находиться в проектных диапазонах соответствующих параметров.

Сведения о приготовленной порции бурового раствора записываются в бланки контрольных карт. В разделе "Расход материалов и реагентов" указывается количество материалов,

которые пошли на приготовление данной порции бурового раствора. Раздел "Примечание" содержит сведения об объеме приготовленного раствора и его параметрах.

В методике [12] приведены правила контроля для трех ступеней очистки отдельно.

Первая ступень представляет собой технологическое оборудование для грубой очистки бурового раствора. Схема контроля приведена на рис. 21.

В процессе грубой очистки бурового раствора необходимо контролировать:

показатели бурового раствора — объемную долю и коллоидную составляющую твердой фазы, дисперсный состав шлама;

состояние сеток вибросит — целостность, закупоривание ячеек и натяжение сеток;

объемную долю газа в буровом растворе после вибросита;

объемную долю газа в буровом растворе после дегазатора.

Для определения объемной доли (концентрации) C_v , коллоидной составляющей C_k и дисперсного состава твердой фазы f в буровом растворе из потока бурового раствора, подаваемого на сетку вибросита, отбирается проба. Проба может быть взята любым приспособлением, позволяющим отсечь часть потока раствора по всему его поперечному сечению. Пробы раствора отбирают во время бурения, проработки, промывки один раз в смену. Указанные показатели бурового раствора записывают в графу "Примечание" контрольных карт.

Объемную долю и коллоидную составляющую твердой фазы бурового раствора определяют с помощью средств и методик, указанных в [12].

Информация о дисперсном составе необходима для выбора типоразмера сеток вибросит и принятия решения о включении песко- и илоотделителей.

Для управления работой вибросит BC_1 и BC_2 необходимо контролировать целостность, натяжение, закупоривание ячеек сеток и соответствие размеров ячеек сеток текущему режиму процесса очистки в соответствии с указаниями [29].

При нормальной работе вибросит длина поверхности сетки, покрытой раствором, не должна превышать 80 % от общей длины сетки.

Для определения режима работы дегазатора D необходимо контролировать объемную долю газа V_1 в буровом растворе в

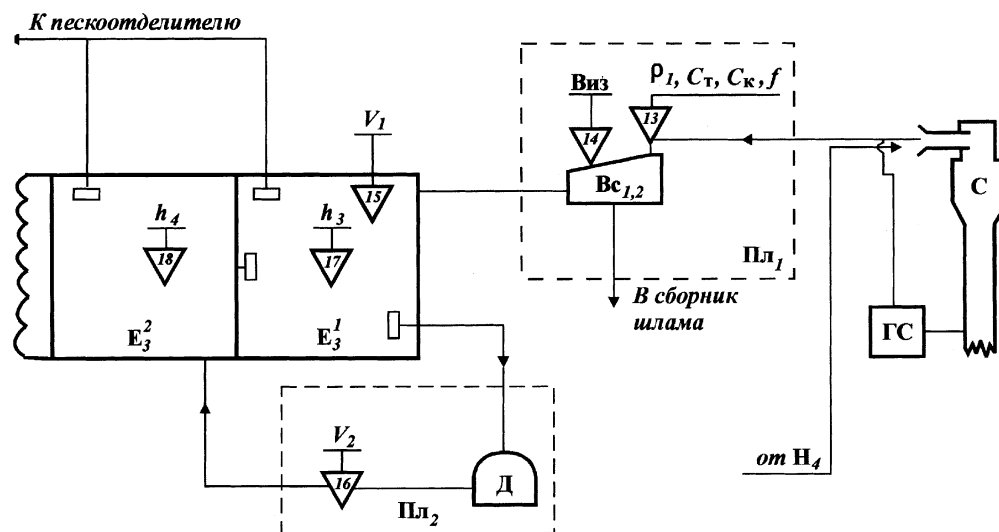


Рис. 21. Общая схема контроля первой ступени очистки бурового раствора:

$\hat{I}_{1,2}$ — площадка;
 $\hat{O}$ — емкость; $\hat{e}$ — скважина; $\hat{E}\hat{e}$ — сепаратор;
 $\hat{C}\hat{e}$ — вибросито; $\hat{N}$ — дегазатор;
 ∇ — точка контроля

емкости E_3^I и после дегазатора V_2 . Объемная доля газа определяется с помощью прибора ПГР-1 или ВГ-1М.

Вторая ступень очистки (рис. 22) позволяет производить тонкую очистку бурового раствора. В процессе ее необходимо контролировать:

показатели работы пескоотделителя П — давление на входном патрубке пескоотделителя, плотность шлама;

показатели работы илоотделителя И — давление на входном патрубке илоотделителя, плотность шлама;

дисперсный состав твердой фазы утяжеленного бурового раствора перед виброситом BC_3 ;

количество и плотность шлама после вибросита BC_3 .

Давление на входных патрубках пескоотделителя p_4 и илоотделителя p_5 контролируется манометрами на напорных линиях перед входными патрубками пескоотделителя П и илоотделителя И.

Оптимальной работе пескоотделителя соответствует давление от 0,26 до 0,28 МПа, для илоотделителя — от 0,28 до 0,35 МПа.

Плотность шлама на выходе пескоотделителя p_2 , илоотделителя p_3 и вибросита BC_3 p_4 измеряют в граммах на кубический сантиметр с помощью рычажных весов ВРП-1 или весов Линевского для определения потерь раствора.

Дисперсный состав твердой фазы утяжеленного бурового раствора перед виброситом BC_3 f_1 определяют для выбора ячеек вибросита и установления момента включения песко- и илоотделителей.

Отбор проб и анализ производят два раза в смену. Результаты анализа проб вносят в бланк контрольной карты.

Для обеспечения эффективной очистки необходим визуальный контроль готовности к работе пескоотделителя и илоотделителя. При этом контролируется соответствие обвязки установленной схеме, наличие манометров на нагнетательных линиях и их готовность к работе, наличие комплектов сменных песковых насадок и их засоренность.

Для управления работой вибросита BC_3 необходим визуальный контроль.

Третья ступень очистки (рис. 23) позволяет производить удаление избыточного количества глины. Из емкости E_4^I с целью удаления избыточного количества глины определенная часть бурового раствора насосом H_5 подается в глиноотделитель Гл, остальная часть раствора самотеком поступает в ем-

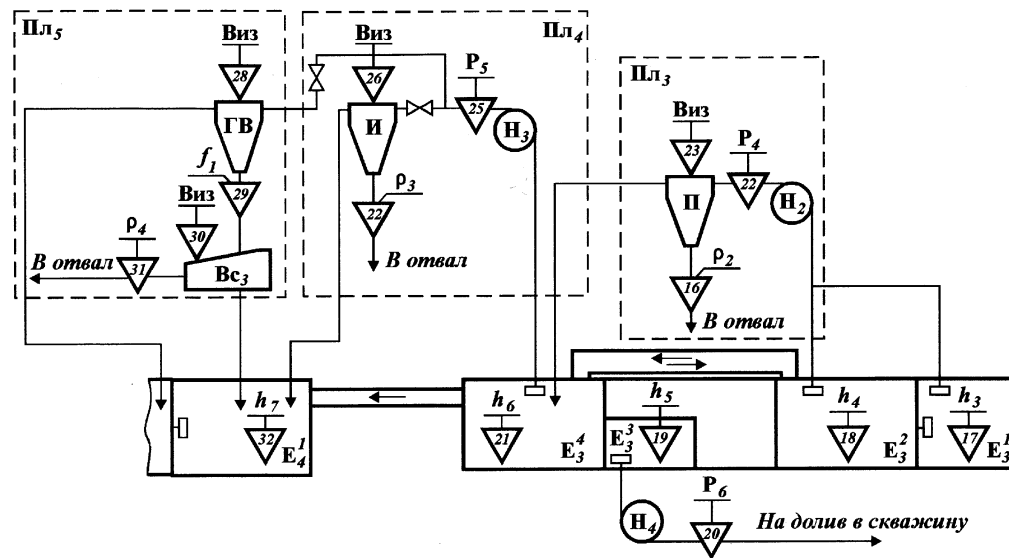


Рис. 22. Общая схема контроля второй ступени очистки бурового раствора:

$\tilde{e}_{3,4,5}$ — площадка пескоотделителя, илоотделителя, вибросепаратора; $O_{3,4}$ — емкости ЦС; $\tilde{e}$ — пескоотделитель; $\zeta \tilde{e}_3$ — вибросито вибросепаратора; $\tilde{a}$ — илоотделитель; ζ_2 — насос пескоотделителя; ζ_3 — насос илоотделителя; ζ_4 — насос долива скважины; $\tilde{E}\zeta$ — гидроциклон вибросепаратора

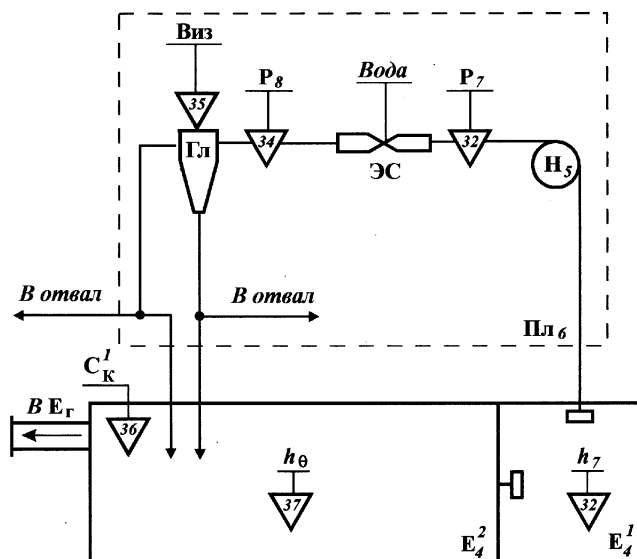


Рис. 23. Общая схема контроля третьей ступени очистки бурового раствора: Пл₆ — площадка глиноотделителя; Е₄ — емкость ЦС; ЭС — эжекторный смеситель; Н₅ — насос ЭС; Гл — глиноотделитель

кость E_4^2 . Регенерированная глина из глиноотделителя поступает в емкость E_4^2 или выбрасывается в отстойник.

Для эффективного удаления глины и предотвращения наработки избыточных объемов бурового раствора из емкости E_4^1 раствор подается насосом Н₅ в глиноотделитель Гл через эжекторный смеситель ЭС, в котором раствор разбавляется водой.

В процессе работы третьей ступени в режиме удаления избыточной глины необходимо контролировать:

давление на входном патрубке гидроциклонного глиноотделителя Гл;

давление на входном патрубке эжекторного смесителя ЭС; готовность глиноотделителя к работе.

Давление p_7 и p_5 определяют по показаниям соответствующих манометров на напорных линиях.

Визуальный контроль готовности глиноотделителя к работе необходим для обеспечения эффективности очистки бурового раствора. При этом контролируется соответствие обвязки установленной схеме, наличие манометров на нагнетатель-

ных линиях и их готовность к работе, наличие комплектов сменных насадок и их засоренность.

Технология регулирования свойств бурового раствора включает в себя следующие операции:

- утяжеление бурового раствора;
- разбавление бурового раствора;
- удаление избытка глины из утяжеленного бурового раствора;
- добавление глинопорошка в буровой раствор;
- регулирование коэффициента коллоидальности твердой фазы бурового раствора;
- добавление химических реагентов в буровой раствор.

Решение о проведении любой операции принимается на основании результатов контроля текущих значений плотности, условной вязкости, показателя фильтрации, структурно-механических и других показателей бурового раствора на выходе системы очистки.

При регулировании свойств бурового раствора должно контролироваться количество вводимых утяжелителя, глинопорошка, воды и химических реагентов, а также количество удаляемого из циркуляции раствора.

Принципиальная схема контроля процесса регулирования свойств бурового раствора в процессе бурения приведена на рис. 22.

Расчетное количество материалов должно вводиться в раствор за время, кратное числу циклов циркуляции (не более двух). Время цикла циркуляции

$$t_{\text{ц}} = \frac{V}{Q},$$

где V — объем циркулирующего раствора, м^3 ; Q — подача буровых насосов, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Исходя из указанного требования контроль количества введенного материала осуществляют по времени ввода материала при известной его подаче.

Определение подачи порошкообразного материала производится по номограмме [29] в зависимости от объема бурового раствора и необходимого времени ввода материала, равного (или кратного) времени цикла циркуляции.

Для обеспечения требуемого режима ввода порошкообразного материала контролируют:

- давление перед эжекторным гидросмесителем p_3 ;
- диаметр сменной диафрагмы, установленной на линии пневмотранспорта d_3 .

Давление перед гидросмесителем контролируют по манометру, установленному на выкиде хозяйственного насоса H_1 (см. рис. 20), обеспечивающего подачу некондиционного раствора через гидросмеситель в приемную емкость. Диаметр сменной диафрагмы выбирается по номограмме, приведенной в работе [29], в зависимости от давления перед гидросмесителем и контролируется визуально.

Для определения подачи жидких химреагентов и воды по секундомеру контролируют время t_3 наполнения мерной емкости. Подачу определяют по формуле

$$g = \frac{V_1}{t_3}, \quad (6.1)$$

где V_1 — вместимость мерной емкости, л; t_3 — время наполнения мерной емкости, с.

Для определения количества введенного порошкообразного или жидкого материала по часам контролируют время его ввода.

Перед вводом любого порошкообразного материала проводят его аэрацию.

Для определения объема удаляемого из циркуляции раствора контролируют уровень раствора в приемной емкости. Объем удаленного раствора

$$V_{yA} = \sum_{k=1}^p S_k (h_{k1} - h_{k2}) \quad (6.2)$$

где S_k — площадь k -й емкости, m^2 ; h_{k1} — уровень в k -й емкости до удаления раствора, м; h_{k2} — уровень в k -й емкости после удаления раствора, м; p — число емкостей.

Контроль всех параметров процесса регулирования свойств бурового раствора выполняет лаборант на буровой.

С целью эффективного проведения промывки скважины, реализации проектной гидравлической программы, получения информации о возникающих осложнениях и работе оборудования циркуляционной системы ЦС необходимо контролировать следующие режимные параметры процесса промывки:

- расход бурового раствора на входе в скважину Q ;
- дифференциальный расход бурового раствора ΔQ ;
- давление на стояке (манифольде) буровых насосов p_2 ;
- объем циркулирующего бурового раствора V_p ;
- изменение объема циркулирующего бурового раствора ΔV_p .

Расход бурового раствора непрерывно контролируется индукционным расходомером РГР-7, датчик которого устанавливается на растворопроводе между буровыми насосами и входом в скважину, а вторичный прибор — на пульте бурильщика.

Дифференциальный расход бурового раствора контролируется дискретно индикатором ИДР-1, датчиком которого является датчик уровня бурового раствора, устанавливаемый на приемной емкости. Показывающий прибор и блок индикации размещают на пульте бурильщика.

Давление на стояке буровых насосов определяется по показаниям манометра.

Объем циркулирующего бурового раствора V_p находят как сумму объемов раствора в наземной части циркуляционной системы и в скважине.

Для определения дисперсного состава шлама используется оборудование:

набор сит, оснащенный сетками с размером ячеек, мм:
0,04 × 0,04; 0,071 × 0,071; 0,16 × 0,16; 0,4 × 0,4; 0,9 × 0,9;

воронка;

мерная колба вместимостью 127 мл.

Порядок проведения работ:

в мерную колбу заливают буровой раствор, а затем воду;

встряхивают колбу, перемешивая смесь;

разбавленный водой буровой раствор постепенно, небольшими порциями выливают из колбы на ситовое полотно верхнего сита. Прохождение раствора по всему набору сит достигается встряхиванием. При этом следят за прохождением раствора по ситам через прозрачные стенки, не допуская потерь его через дренажные отверстия;

после прохождения последних порций раствора через сита добавляют воду для вымывания из оставшегося на них шлама частиц размером меньше размера ячеек сита (далее набор сит можно разобрать);

поочередно на ниппельный конец каждого сита надевают воронку, а на нее мерную колбу;

оставшиеся на сите частицы твердой фазы смачивают водой, не допуская перелива воды с частицами через край мерной колбы;

делают паузу (40 — 60 с) для осаждения в колбе видимых частиц твердой фазы и измеряют их объем по процентной шкале;

затем определяют объемную долю фракции в твердой фазе на каждом сите по формуле

Т а б л и ц а 6.8

Проходной размер ячеек сита, мм	b_i , %	f_i , %
0,9 × 0,9	5	$\frac{5}{44} 100 \% = 11$
0,4 × 0,4	17	$\frac{17}{44} 100 \% = 39$
0,16 × 0,16	6	$\frac{6}{44} 100 \% = 14$
0,071 × 0,071	4	$\frac{4}{44} 100 \% = 9$
0,04 × 0,04	12	$\frac{12}{44} 100 \% = 27$
ИТОГО:	44	

$$f_i = \frac{b_i}{\sum_{i=1}^n b_i} 100, \quad (6.3)$$

где b_i — объемная доля фракции в буровом растворе, %.

Пример расчета приведен в табл. 6.8.

По полученным значениям объемной доли фракций в твердой фазе на каждом сите определяют необходимость включения в работу того или иного очистного оборудования, а для вибросит — и размер ячеек ситовой кассеты. При этом руководствуются тем, что частицы размером 0,04 — 0,071 мм удаляются илоотделителем, 0,071 — 0,166 мм — пескоотделителем, 0,16 — 0,9 мм — виброситом.

При анализе утяжеленных буровых растворов сита с ячейками размером 0,04 × 0,04 и 0,071 × 0,071 мм не применяются, так как на них задерживается барит, что вносит погрешность в результаты анализа.

Во время работы с приспособлением не следует перемешивать буровой раствор на ситах и насильно проталкивать его через ячейки, так как этим можно вывести приспособление из строя и исказить результаты измерений. После окончания работы сита воронку и мерную колбу промывают водой и высушивают. При наличии в растворе нефти сита дополнительно обезжиривают спиртом.

6.3. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Задачей контроля качества бурового раствора в процессе бурения является получение достоверной информации о текущих значениях его параметров с целью своевременного обнаружения их отклонений от проектных значений и регулирования свойств раствора.

А.И. Булатовым, В.А. Буровым, В.И. Демиховым, В.И. Рябченко и др. предложена методика контроля параметров бурового раствора при бурении скважин.

В методике изложена организация контроля параметров бурового раствора на буровой, приведены основные характеристики используемых при этом технических средств и методов измерения, даны рекомендации по выбору контролируемых параметров, а также алгоритм и программа расчета контрольных карт параметров бурового раствора для конкретных геолого-технических условий бурения.

Методика базируется на методах статистического регулирования качества продукции с использованием контрольных карт средних значений как вспомогательного инструмента контроля.

Выбор плана статистического регулирования (т.е. расчет данных для подготовки контрольных карт к работе) и составление плана контроля параметров на буровой производятся на ЭВМ.

В процессе выбора плана статистического регулирования параметров бурового раствора определяются:

значения предупреждающих границ регулирования;

значения внешних границ регулирования;

рациональная периодичность контроля в нормальном режиме (при отсутствии нарушений границ регулирования);

рациональная периодичность контроля при нарушении границ регулирования.

Значения предупреждающих и внешних границ регулирования определяются по формулам

$$K_{н(в)i}^n = X_{при} \pm Z_{\alpha} \frac{\sigma_i}{\sqrt{n}}; \quad (6.4)$$

$$K_{н(в)i} = X_{при} \pm \delta_i, \quad (6.5)$$

где $K_{н(в)i}^n$ — значение нижней (верхней) предупреждающей границы регулирования i -го параметра бурового раствора;

$K_{н(в)i}$ — значение нижней (верхней) внешней границы регулирования; $X_{при}$ — проектное значение i -го параметра бурового раствора; δ_i — допустимое отклонение i -го параметра бурового раствора; n — число измерений; Z_α — величина, зависящая от уровня значимости (для $\alpha = 0,0027$ $Z_\alpha = 3$); σ_i — среднее квадратическое отклонение i -го параметра бурового раствора.

Рациональная периодичность контроля параметров бурового раствора в нормальном режиме определяется на основе статистических данных, полученных в процессе бурения скважин в аналогичных условиях, по формуле (5.20).

Полученные значения периодичности t_{1i} округляются в меньшую сторону до значений, кратных 10 мин.

Рациональная периодичность контроля при нарушении внешних границ регулирования рассчитывается таким образом, чтобы измерения по трех пробам (среднее арифметическое значение параметра в выборке из трех проб или значение средней пробы) характеризовало среднее значение параметра пачки бурового раствора заданного объема:

$$t_{2i} = \frac{V_{3i}}{3Q}, \quad (6.6)$$

где t_{2i} — периодичность контроля при нарушении внешних границ регулирования; V_{3i} — объем пачки бурового раствора, для которой определяется среднее значение i -го параметра; Q — расход бурового раствора.

Объем V_{3i} выбирают из технологических соображений. Для плотности и условной вязкости $V_{3i} = 30 \text{ м}^3$; для остальных параметров этот объем равен всему объему циркулирующего раствора на данном интервале, т.е. $V_{3i} = V_{ц,pi}$.

Результаты расчета, включающие данные для подготовки контрольных карт и план контроля параметров, передаются на буровую.

Подготовку контрольных карт к работе производит лаборант на буровой на основании расчетных данных (табл. 6.9).

В верхней части бланка указывают наименование объединения и площади, номер скважины и глубину интервала бурения.

Вдоль вертикальной оси на каждой контрольной карте в произвольном масштабе, выбираемом в зависимости от значений предупреждающих и внешних границ регулирования,

Таблица 6.9

**Данные для подготовки контрольных карт
(на примере скв. 110 площади Ястребиная объединения "Грознефть")**

Интервал бурения, м	Контролируемые параметры	Проектные значения параметров	Значения предупреждающих границ		Значения внешних границ		Периодичность контроля в нормальном режиме, ч-мин
			нижняя	верхняя	нижняя	верхняя	
1700–3200	ρ	2,01	1,99	2,03	1,98	2,04	0–10
	УВ	30	26	34	23	37	0–30
	CHC_1	0,6	0,4	0,8	0,0	1,5	5–40
	CHC_{10}	1,8	0,8	2,8	0,3	3,3	5–40
	Ф	2,5	1,8	3,2	1,0	4,0	3–30

наносят значения контролируемых параметров. Проектные значения наносят в центре контрольных карт.

Параллельно оси времени напротив соответствующих значений пунктирными линиями проводят предупреждающие границы, сплошными жирными линиями — внешние границы.

Для удобства ведения контрольных карт рекомендуется для каждого параметра в соответствии с планом контроля нанести на каждую карту отметки времени отбора проб для измерения данного параметра.

Суть контроля заключается в том, что в моменты времени, указанные в плане контроля, из циркулирующего раствора отбирают заданное количество проб и определяют выборочные средние значения необходимых параметров, которые наносят на контрольные карты. В зависимости от положения этих значений относительно границ регулирования переходят от одного режима контроля к другому, судят о возникновении отклонений параметров от их проектных значений и принимают решения о регулировании свойств бурового раствора.

При контроле параметров бурового раствора на буровой выполняют следующие работы:

- отбор проб бурового раствора;
- определение параметров бурового раствора;
- ведение контрольных карт.

Контрольные карты представляют собой отпечатанный на бумаге бланк, в который заносят измеренные в течение смены значения параметров бурового раствора (рис. 24).

Вертикальные линии на бланке указывают время суток и нанесены с интервалом 30 мин. Горизонтальные линии в определенном масштабе обозначают параметры бурового раствора.

Пунктирными линиями на контрольных картах отмечены предупреждающие границы регулирования, сплошными жирными линиями — внешние границы регулирования.

Слева указаны наименования, единицы измерения и значения контролируемых параметров, а также информация о процессе промывки, которая должна фиксироваться в бланках контрольных карт.

Отбор проб для измерения содержания газа и температуры бурового раствора производят в начале желобной системы, а измерения выполняют непосредственно у желоба сразу после отбора пробы.

Для измерения плотности, условной вязкости, водоотдачи, статического напряжения сдвига и других параметров пробы отбирают на выходе из системы очистки. Параметры измеряют в специально отведенном для этого помещении.

Для характеристики раствора, поступающего из скважины, отбор проб проводят в начале желобной системы. Отбор проб и измерения параметров раствора, поступающего в скважину, повторяют в конце желобной системы.

Когда раствор необходимо отправить для анализа в стационарную лабораторию, находящуюся на значительном расстоянии от буровой, пробу отбирают на выходе системы очистки небольшими порциями (до 0,5 л) через 10–15 мин таким образом, чтобы получить среднюю пробу объемом 3–5 л, характеризующую весь циркулирующий раствор.

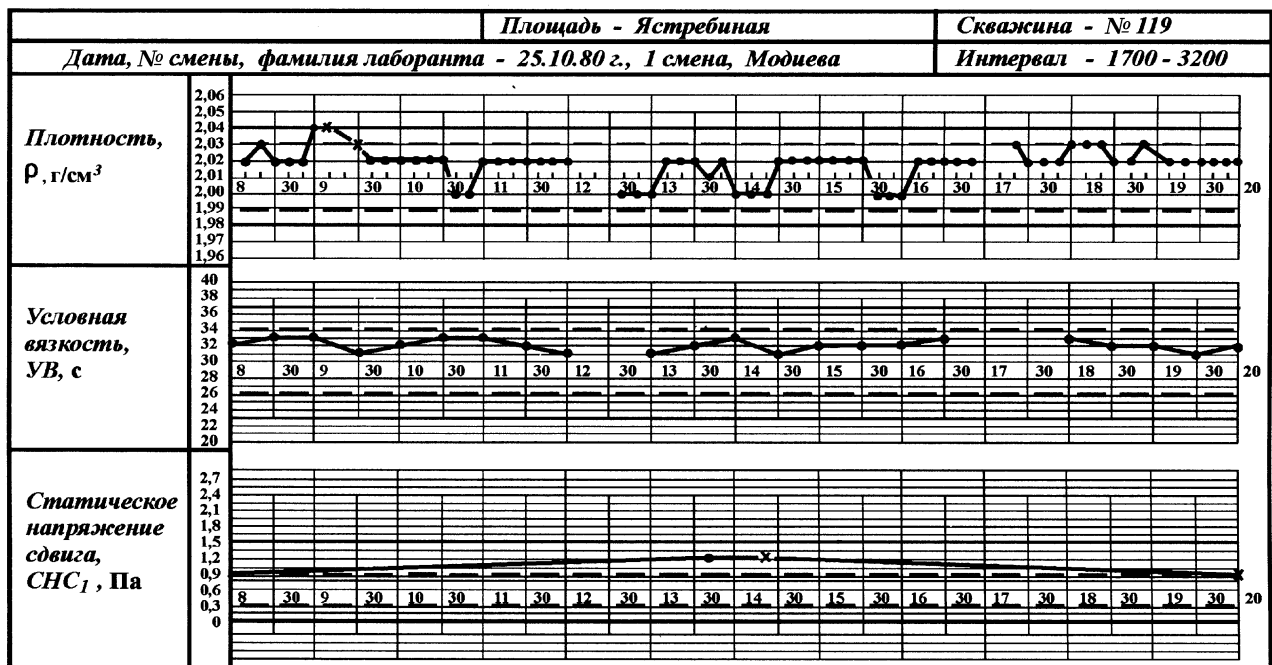
Для проведения анализа фильтрата бурового раствора пробу отбирают непосредственно у устья скважины, доставляют в лабораторию и фильтруют в тот же день.

Вместе с отобранной пробой бурового раствора в лабораторию должны быть переданы следующие сведения: дата отбора, номер скважины, глубина забоя, температура раствора на выходе из скважины во время отбора проб, а также результаты измерения тех параметров, которые были определены на буровой.

Измерения параметров бурового раствора производят с помощью технических средств методами, изложенными в разд. 6.3.

Работа с контрольными картами заключается в нанесении на них измеренных значений параметров бурового раствора (одиночных или выборочных средних), переходе от одного режима контроля к другому, определении момента и величины отклонений параметров от проектных значений и принятии решений о необходимости регулирования свойств раствора.

Отклонением параметра от проектного значения является



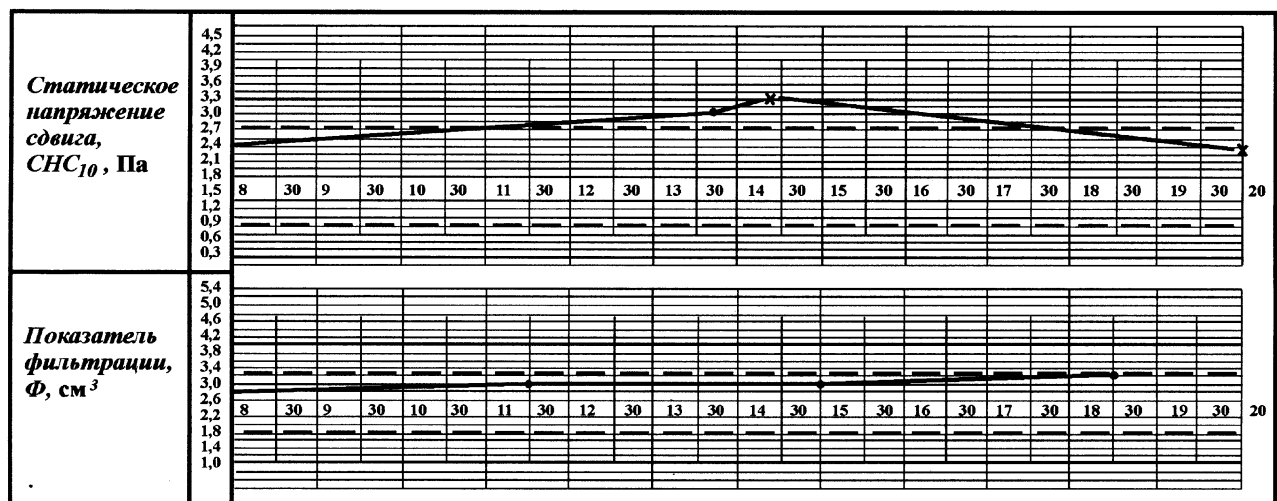


Рис. 24. Пример заполненного бланка контрольной карты

Вид работ	Бурение без обработки	Бурение с обработкой	Бурение без обработки	О.П. наращивание	Бурение без обработки	Бурение с обработкой	Бурение без обработки	О.П. наращивание	Бурение без обработки				
Расход материалов и реагентов, кг/ч (л/ч)		Нефть(0,6) H ₂ O (1) Извест. молоко (0,2) ССБ (0,3) Тяжел. р-р (0,6) ρ = 2,30				Нефть(0,4) H ₂ O (1,2) Извест. молоко (0,2) ССБ (0,3) Тяжел. р-р (0,6) ρ = 2,30							
Время	8 30 9	30 10	30 11	30 12	30 13	30 14	30 15	30 16	30 17	30 18	30 19	30 20	
Глубина	2398					2432					2448		
	2398					2432					2448		
	Наличие материалов на буровой: Гипс - 4,2 т ФХЛС - 1,5 т Графит - 9,8 т ССБ - 9,8 т Известь - 3 т Хромник - 0,6 т Б/глина - 3 т					Объем раствора: В заливном - 40 м ³ , ρ = 2,00 В приемных N 1 - 22 м ³ , ρ = 2,01 N 2 - 22 м ³ , ρ = 2,01							

Рис. 24. Продолжение

выход выборочного среднего значения за внешнюю границу регулирования.

В процессе бурения предусматриваются три режима контроля параметров бурового раствора:

- контроль в нормальном режиме, т.е. при отсутствии нарушений предупреждающих границ регулирования;

- контроль при нарушении предупреждающих границ регулирования;

- контроль при возникновении отклонений параметров от их проектных значений, т.е. при нарушении внешних границ регулирования.

Контроль в нормальном режиме осуществляют измерением и нанесением на контрольные карты одиночных значений параметров. При нарушении предупреждающих и внешних границ регулирования определяют и наносят на контрольные карты выборочные средние значения параметров.

Контроль в нормальном режиме проводят следующим образом:

- в моменты времени, указанные в плане контроля, из циркулирующего бурового раствора отбирают одну пробу;

- измеряют параметры этой пробы, указанные в плане контроля;

- измеренные одиночные значения в виде точек наносят на соответствующие контрольные карты.

Контроль в этом режиме выполняют до нарушения каким-либо параметром предупреждающих границ регулирования (попадание точки на границу не считается нарушением границы).

При нарушении каким-либо параметром предупреждающих границ регулирования переходят ко второму режиму контроля, который выполняют следующим образом:

- при попадании одиночного значения (т.е. точки) за предупреждающую границу с периодичностью, указанной в примечании к плану контроля, отбирают еще две пробы бурового раствора;

- в каждой пробе измеряют значение данного параметра;

- по трем полученным значениям определяют среднее арифметическое значение, которое в виде крестика наносят на контрольную карту;

- следующие три пробы в этом режиме отбирают в моменты времени, указанные в плане контроля для данного параметра.

Допускается вместо измерения параметра в каждой пробе и определения среднего арифметического значения составлять

из трех проб среднюю и измерять в ней значение параметра, которое в виде крестика наносят на контрольную карту. При этом необходимо следить, чтобы при сопоставлении средней пробы все три пробы были одинакового объема.

Контроль в этом режиме осуществляют до тех пор, пока выборочное среднее значение параметра находится между предупреждающей и внешней границами (попадание крестика на внешнюю границу не считается нарушением границы).

При нарушении каким-либо параметром внешней границы регулирования переходят к третьему режиму контроля, который заключается в следующем:

- при попадании одиночного или выборочного среднего значения (т.е. точки или крестика) за внешнюю границу регулирования начинают отбирать пробы бурового раствора с периодичностью, рассчитанной по формуле (5.20);

- в каждой пробе измеряют значение параметра, у которого нарушена внешняя граница регулирования;

- по каждым трем полученным значениям определяют среднее арифметическое значение, которое в виде крестика наносят на контрольную карту.

Допускается из каждых трех очередных проб составлять среднюю и измерять в ней значение параметра, которое в виде крестика наносят на контрольную карту.

Контроль в этом режиме ведут до тех пор, пока выборочное среднее значение параметра находится за внешней границей регулирования.

При возвращении выборочного среднего значения (крестика) внутрь внешних или предупреждающих границ регулирования переходят ко второму или первому (соответственно) режиму контроля.

При появлении последовательно трех выборочных средних значений какого-либо параметра за предупреждающей границей или одного выборочного среднего значения за внешней границей принимают решение о соответствующей обработке бурового раствора.

Кроме измеренных значений параметров бурового раствора на бланках контрольных карт в соответствующих графах записывают следующую информацию о процессе промывки скважин:

- дату заполнения бланка контрольных карт, номер смены и фамилию лаборанта;

- вид работ, связанных с промывкой скважин (например, бурение без обработки, бурение с обработкой, остановка циркуляции, ремонт бурового насоса и т.д.);

наименование и расход материалов при регулировании свойств бурового раствора;

глубину забоя;

глубину нахождения инструмента.

В графу "Примечание" заносят распоряжения мастера и инженера по буровым растворам, остаток и поступление на буровую материалов для приготовления и регулирования свойств бурового раствора, значения параметров на выходе из скважины или после обработки раствора и другую информацию о процессе промывки скважины.

6.3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Плотность бурового раствора ρ (г/см³) — отношение массы бурового раствора к его объему. Различают кажущуюся и истинную плотность. Первая характеризует раствор, содержащий газообразную фазу, вторая — раствор без газовой фазы.

Для измерения плотности могут быть использованы весы рычажные — плотномер; ареометр и пикнометр.

Весы рычажные — плотномер ВРП-1. Принцип работы ВРП-1 (рис. 25) основан на уравнивании моментов левой и правой сторон подвижной части весов относительно опоры.

Основные характеристики

Диапазон измерения плотности бурового раствора, г/см ³ :	
по верхней шкале.....	От 0,8 до 1,6
по нижней шкале.....	От 1,6 до 2,6
Погрешность измерения, г/см ³	± 0,01

Порядок работы:

залить раствор в мерный стакан 1 до верхней кромки и закрыть крышкой 2;

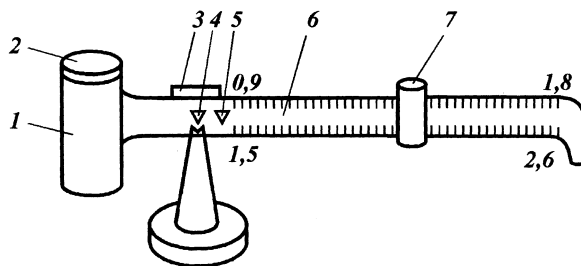


Рис. 25. Весы рычажные — плотномер ВРП-1:
1 — мерный стакан; 2 — крышка; 3 — подушка; 4, 5 — призма; 6 — рычаг; 7 — подвижный груз

удалить излишки раствора, вытекшие через специальное отверстие;

установить подвижную часть на правую призму 5 стойки; передвигая вправо или влево подвижный груз 7, установить рычаг 6 в положение равновесия и прочитать показания плотности раствора по верхней шкале;

если плотность раствора окажется большей, чем предел измерения по верхней шкале, то подвижную часть весов необходимо переставить на левую призму 4 и провести измерение по нижней шкале;

после замера снять крышку, вылить раствор из стакана, промыть мерный стакан и крышку водой, протереть насухо.

В начале каждой смены, а также по мере надобности прибор необходимо калибровать чистой пресной (дистиллированной) водой при температуре $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$. При этом показания прибора должны быть равны 1 г/см^3 .

Ареометр АГ-ЗПП. Ниже приведены основные характеристики прибора.

Диапазон измерения при надетом калибровочном грузе, г/см^3	От 0,9 до 1,7
Диапазон измерения без калибровочного груза, г/см^3	От 1,6 до 2,4
Погрешность измерения, г/см^3	$\pm 0,02$
Объем пробы раствора, см^3	$78,5 \pm 1$

При измерении плотности бурового раствора с помощью АГ-ЗПП (рис. 26) может быть использована как пресная вода, так и минерализованная.

При использовании пресной воды чистый мерный стакан 2 заполняют буровым раствором, соединяют с поплавком 3 поворотом последнего до упора. Затем тщательно обмывают стакан снаружи, погружают его в ведро с водой 5 и делают отсчет удельного веса по основной шкале 6 (по делению, до которого ареометр опустился в воду).

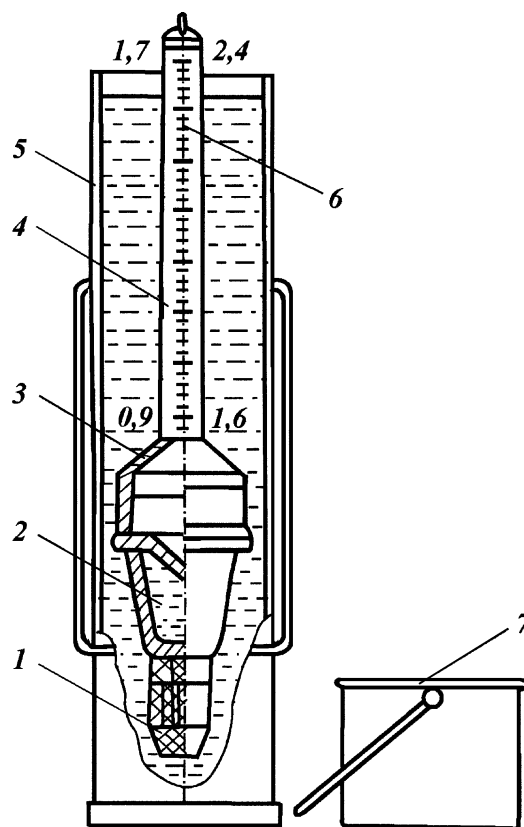
Если используется минерализованная вода, делают поправку на ее плотность. Для этого необходимо заполнить мерный стакан водой и соединить его с поплавком, затем погрузить прибор в ведро с водой и оставить свободно плавать. Деление на поправочной шкале, до которого ареометр погрузится в воду, покажет алгебраическую величину поправки. После этого выливают минерализованную воду из стакана, заполняют его буровым раствором, погружают в ведро и производят отсчет по основной шкале.

Плотность бурового раствора ρ в случае применения минерализованной воды вычисляют по формуле

$$\rho = \rho_{\text{осн}} + \Delta\rho, \quad (6.7)$$

Рис. 26. Ареометр АГ-ЗПП:

1 — объемный груз;
2 — мерный стакан;
3 — поплавок; 4 — стержень; 5 — ведро для воды; 6 — основная шкала; 7 — крышка ведерка



где $\rho_{\text{осн}}$ — отсчет плотности по основной шкале, г/см³; $\Delta\rho$ — алгебраическая величина поправки (отсчет плотности, сделанный по поправочной шкале), г/см³.

Пикнометр. Прибор представляет собой стеклянный сосуд известного объема с притертой пробкой и меткой на шейке. Для выхода из пикнометра воздуха или газа, которые могут выделяться из раствора, в пробке предусмотрена сквозная канавка.

Порядок работы: взвесить сухой чистый пикнометр; заполнить его буровым раствором до метки, закрыть пробкой, вытереть насухо и взвесить.

Плотность бурового раствора

$$\rho = \frac{P_2 - P_1}{V_n},$$

где ρ — плотность бурового раствора, г/см³; P_2 — масса пикнометра, заполненного буровым раствором, г; P_1 — масса пустого пикнометра, г; V_n — вместимость пикнометра, см³.

Если вместимость пикнометра заранее не известна, то ее определяют по разности масс пикнометра с дистиллированной водой и пустого:

$$V_n = \frac{P'_2 - P_1}{\rho_v}, \quad (6.8)$$

где V_n — вместимость пикнометра, см³; P'_2 — масса пикнометра с дистиллированной водой, г; P_1 — масса пустого пикнометра, г; ρ_v — плотность дистиллированной воды, г/см³.

Истинную плотность бурового раствора, содержащего газообразные компоненты, рассчитывают по формуле

$$\rho_{\text{ист}} = \frac{\rho}{1 - \frac{V_g}{100}}, \quad (6.9)$$

где ρ — кажущаяся плотность, г/см³; V_g — объем газов, %.

6.3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОЙ ВЯЗКОСТИ

Условная вязкость УВ (с) — величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки определенного объема бурового раствора. Условная вязкость косвенно характеризует гидравлическое сопротивление течению, т.е. подвижность бурового раствора.

Для измерения условной вязкости используется вискозиметр ВВ-1, который состоит из мерной кружки вместимостью 500 см³ и воронки вместимостью 700 см³. Постоянная вискозиметра (время истечения 500 см³ воды при температуре 20 ± 5 °С) — 15 с. Погрешность постоянной вискозиметра ±0,5 с.

В зарубежной практике используется воронка Марша. Ее вместимость 946 см³, длина трубки 50,8 мм, диаметр 4,7 мм. Время истечения 946 см³ воды составляет 26 ± 0,5 с.

Порядок работы:

промыть водой воронку вискозиметра и мерную кружку (при работе с растворами на водной основе);

закрыть отверстие трубки пальцем и налить в воронку через сетку испытываемый буровой раствор до перелива;

поставить мерную кружку под трубку вискозиметра и, убрав палец, открыть отверстие трубки, одновременно включив секундомер;

в момент заполнения кружки раствором до краев остановить секундомер, закрыть отверстие трубки пальцем и прочесть показания секундомера;

после измерения кружку и воронку вымыть.

В начале каждой смены, а также по мере надобности необходимо производить проверку водного числа вискозиметра. Время истечения 500 см³ чистой пресной (дистиллированной) воды при температуре $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ должно быть равно 15 с. Если значение больше 15 с, то трубку вискозиметра надо прочистить, если меньше — вискозиметр следует заменить.

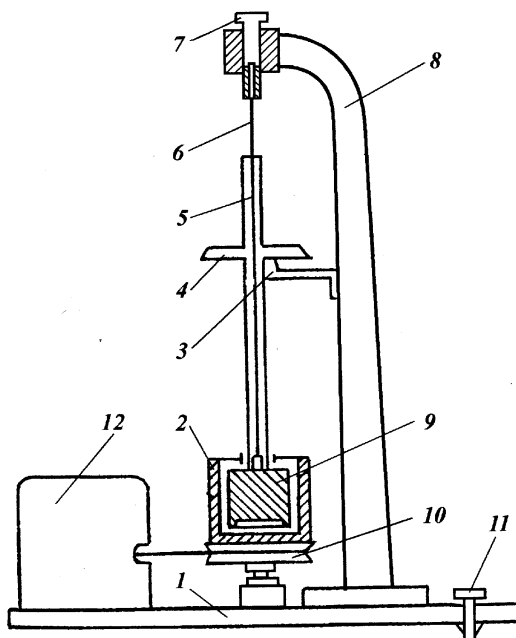
6.3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ

Статическое напряжение сдвига (СНС) θ (Па) — величина, определяемая минимальным касательным напряжением сдвига, при котором начинается разрушение структуры в находящемся в покое буровом растворе. СНС характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения во времени.

Для измерения СНС могут быть использованы:
прибор СНС-2 (рис. 27);

Рис. 27. Прибор СНС-2:

1 — плита-основание;
2 — внешний цилиндр;
3 — кронштейн; 4 — диск со шкалой; 5 — трубка; 6 — упругая нить; 7 — подвеска;
8 — стойка; 9 — подвесной цилиндр; 10 — вращающийся столик; 11 — установочный винт; 12 — электродвигатель



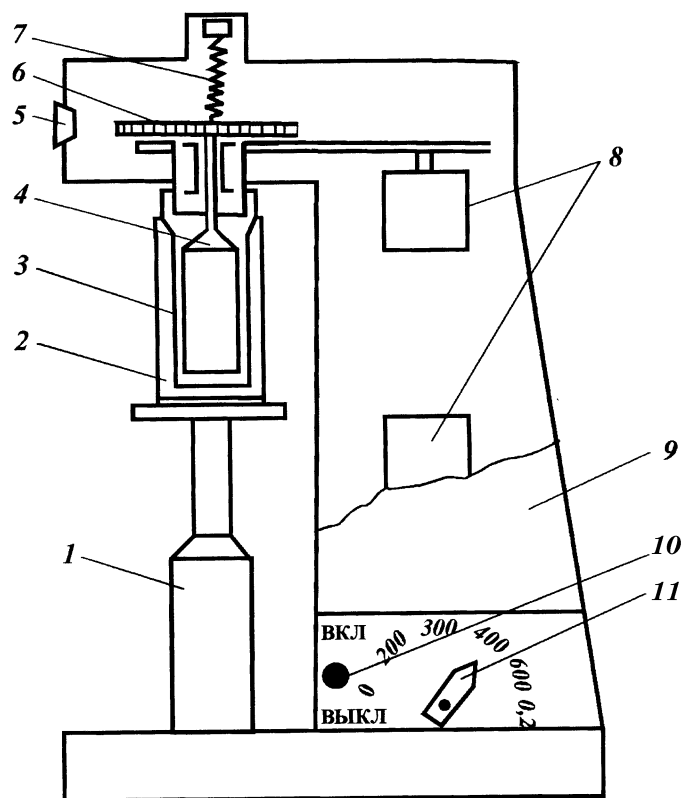


Рис. 28. Прибор ВСН-3:

1 — телескопический столик; 2 — стакан; 3 — наружный цилиндр (ротор); 4 — внутренний цилиндр; 5 — смотровое стекло; 6 — шкала; 7 — пружина; 8 — двигатели (ДСД-2, ДСГ-1); 9 — корпус; 10 — выключатель; 11 — переключатель скоростей

ротационный вискозиметр ВСН-3 (рис. 28).

Принцип работы этих приборов основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой среде, расположенной между соосными цилиндрами. Мерой сдвиговых напряжений является угол поворота подвесного цилиндра вокруг своей оси.

Порядок работы СНС-2:

поместить подвесной цилиндр 9 во внешний цилиндр 2 и подвесить нить 6 на пробку;

тщательно перемешать пробу бурового раствора;

Основные характеристики прибора СНС-2

Пределы измерений, Па:	
при диаметре нити 0,3 мм	0 – 4 (0 – 40)
при диаметре нити 0,4 мм	0 – 10 (0 – 100)
при диаметре нити 0,5 мм	0 – 20 (0 – 200)
Основная приведенная погрешность измерения, %	±3
Допускаемая продолжительность измерения, с	60
Частота вращения внешнего цилиндра, мин ⁻¹	0,2
Питание электродвигателя	От сети переменного тока напряжением 220 В

залить раствор меркой, прилагаемой к прибору, в установленный на вращающемся столике 10 внешний цилиндр; подвесной цилиндр при этом должен быть погружен в раствор точно до верхнего края;

быстро установить "0" шкалы 4 против риски указателя и пустить секундомер;

через 1 мин остановить секундомер и включить электродвигатель прибора 12;

после остановки подвесного цилиндра произвести отсчет угла закручивания нити;

установить шкалу в нулевое положение, оставить раствор в состоянии покоя на 10 мин, затем снова включить прибор и замерить максимальный угол закручивания нити.

Статическое напряжение рассчитывают по формуле

$$\theta_{1,10} = A\varphi_{1,10}, \quad (6.10)$$

где $\theta_{1,10}$ — статическое напряжение сдвига через 1 мин и через 10 мин, Па; A — коэффициент прибора, на котором проводятся измерения (указывается в паспорте прибора); $\varphi_{1,10}$ — угол закручивания, измеренный после 1 мин и 10 мин покоя, град.

Основные характеристики ротационного вискозиметра ВСН-3

Диапазон измерения статического напряжения сдвига, Па, (мг/см ²):	
для пружины № 1	От 0 до 45 (от 0 до 450)
для пружины № 2	От 0 до 90 (от 0 до 900)
Основная приведенная погрешность измерения, %	4
Погрешность отсчета угла поворота измерительного элемента, град.	±0,5
Пределы термостатирования, °С	От 20 до 60
Напряжение питания, В	220

Порядок работы:

перед измерением чистый сухой стакан 2 заполнить буровым раствором и поставить на столик 1 (см. рис. 28);

включить тумблер "сеть";

перемешать исследуемый раствор при частоте вращения 600 мин⁻¹ в течение 1 мин;
 выключить тумблер "сеть";
 установить ручку переключателя оборотов в положение "0,2";
 раствор оставить в покое на необходимое время (1 мин; 10 мин);
 включить тумблер "сеть";
 отсчитать по шкале 6 показания угла поворота измерительного элемента в момент его максимального значения, предшествующего разрушению структуры.

Статическое напряжение сдвига определяют по формуле

$$\theta_{1,10} = \ddot{\alpha} \varphi_{1,10} \quad (6.11)$$

где $\theta_{1,10}$ — статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, Па; K — константа, равная величине статического напряжения сдвига, соответствующего углу закручивания пружины на 1° (указана в паспорте на прибор); $\varphi_{1,10}$ — угол поворота измерительного элемента, град.

Для определения СНС при повышенной температуре используется ротационный вискозиметр ВСН-2М (рис. 29).

Основные характеристики ВСН-2М

Диапазон измерения эффективной вязкости, Па · с	(1+1000)10 ⁻³
Основная приведенная погрешность измерения, %	±5
Избыточное давление на испытываемый буровой раствор, МПа	От 0 до 15
Погрешность измерения давления, не более, %	±2,5;
Температура нагрева, °С	От 20 до 200
Погрешность измерения температуры, не более, %	±2
Частота вращения наружного стакана, мин ⁻¹	0,2; от 50 до 600
Максимальный угол поворота измерительного элемента, град.	300
Цена деления шкалы измерительного элемента, град.	2
Напряжение питания, В	220

Порядок работы:

заполнить контейнер 5 исследуемым раствором в количестве 100 см³ и подсоединить к автоклаву 6;
 установить по манометру 10 необходимое давление, но не выше 15 МПа;
 включить прибор и перемешать испытываемый раствор с частотой вращения наружного стакана, равной 600 мин⁻¹, в течение 1 мин;
 выключить перемешивание;
 тумблер "вязкость — сдвиг" переключить в нейтральное положение;
 шкалу 8 установить на нулевую отметку;

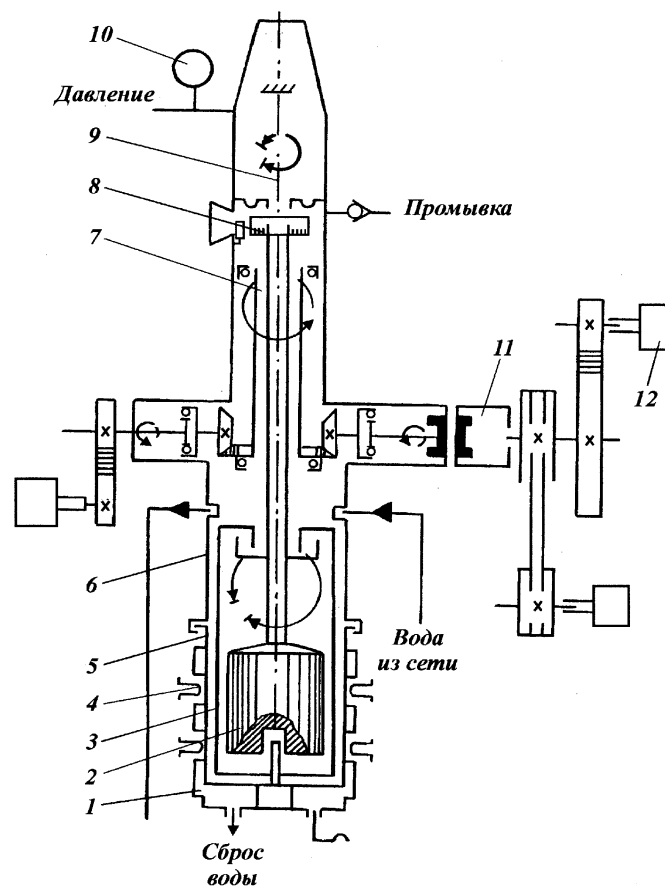


Рис. 29. Принципиальная схема ВСН-2М:

1 — змеевик; 2 — внутренний измерительный элемент; 3 — наружный измерительный стакан; 4 — нагревательный элемент; 5 — контейнер; 6 — автоклав; 7 — шпindel; 8 — шкала; 9 — упругая нить; 10 — манометр; 11 — магнитная муфта; 12 — тахогенератор

раствор оставить в состоянии покоя на требуемое время (1 мин, 10 мин) тиксотропного уплотнения, после чего тумблер "вязкость — сдвиг" перевести в положение "сдвиг";

отсчитать показания шкалы в момент максимальных значений, предшествующих разрушению структуры.

Определение статического напряжения сдвига аналогично приведенному для ВСН-3.

Динамическое напряжение сдвига τ_0 (Па) — величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению.

Эффективная вязкость η' (Па · с) — величина, косвенно характеризующая вязкостное сопротивление бурового раствора при определенной скорости сдвига.

Пластическая вязкость η (Па · с) — условная величина, показывающая долю эффективной вязкости, которая возникает вследствие структурообразования в потоке бурового раствора.

Для измерения показателей, позволяющих определить значения этих параметров, используется ротационный вискозиметр ВСН-3.

Основные характеристики ВСН-3

Диапазон измерения эффективной вязкости при скорости вращения гильзы 200 мин⁻¹, Па · с:

для пружины № 1.....	От 0,001 до 0,2
для пружины № 2.....	От 0,001 до 0,4
Частота вращения наружного цилиндра, мин ⁻¹	0,2; 200; 300; 400; 600
Основная приведенная погрешность измерения эффективной вязкости, %.....	5

Остальные характеристики приведены в [12].

Порядок работы:

перемешать буровой раствор при частоте вращения наружного цилиндра 600 мин⁻¹, затем снять устойчивые показания углов закручивания по шкале прибора при 600, 400, 300, 200 мин⁻¹;

по полученным данным построить график зависимости угла поворота шкалы φ от частоты вращения наружного цилиндра n . Характерная зависимость угла поворота шкалы от скорости вращения цилиндра для вязкопластичных буровых растворов приведена на рис. 30;

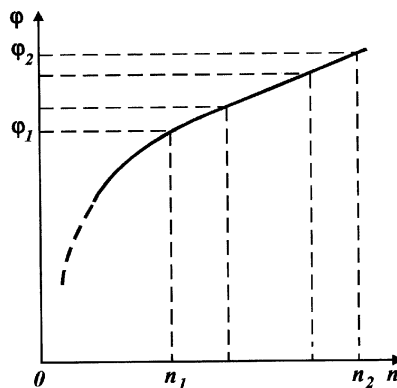
на полученном графике выделить прямолинейный участок и продолжить его до пересечения с осью ординат.

По значениям двух точек (n_1, φ_1) и (n_2, φ_2), взятых на прямолинейном участке кривой, определяют эффективную и пластическую вязкость и динамическое напряжение сдвига по формулам

$$\eta' = \frac{A\varphi}{n}; \quad (6.12)$$

$$\eta = \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{n_2 - n_1} A; \quad (6.13)$$

Рис. 30. Кривая зависимости φ от n



$$\tau_0 = \frac{A}{B} \left[\varphi - \frac{n_2}{n_2 - n_1} (\varphi_2 - \varphi_1) \right], \quad (6.14)$$

где η' — эффективная вязкость, Па · с; A, B — константы (приводятся в паспорте на прибор); η — пластическая вязкость, Па · с; φ_2 — угол поворота шкалы, измеренный при большей частоте вращения цилиндра n_2 , град.; φ_1 — угол поворота шкалы, измеренный при меньшей частоте вращения цилиндра n_1 , град.; τ_0 — динамическое напряжение сдвига, Па; φ — угол поворота шкалы при частоте вращения цилиндра 600 мин⁻¹, град.

Упрощенная методика работы с прибором заключается в следующем:

используют лишь две частоты вращения цилиндра — 600 и 300 мин⁻¹ или 400 и 200 мин⁻¹ для получения значений φ_1, n_1 и φ_2, n_2 ;

расчет пластической вязкости $\eta_{\text{пл}}$ и динамического напряжения сдвига τ_0 выполняют по следующим формулам:

а) для пружины № 1

при использовании частоты вращения 600 и 300 мин⁻¹

$$\eta = 0,5(\varphi_2 - \varphi_1); \quad (6.15)$$

$$\tau_0 = 1,5(\varphi - \eta); \quad (6.16)$$

при использовании частоты вращения 400 и 200 мин⁻¹

$$\eta = 0,75(\varphi_2 - \varphi_1); \quad (6.17)$$

$$\tau_0 = 1,5\varphi_1 - 2\eta; \quad (6.18)$$

б) для пружины № 2
при использовании частоты вращения 600 и 300 мин⁻¹

$$\eta = \varphi_2 - \varphi_1; \quad (6.19)$$

$$\tau_0 = 3(\varphi_1 - \eta); \quad (6.20)$$

при использовании частоты вращения 400 и 200 мин⁻¹

$$\eta = 1,5(\varphi_2 - \varphi_1); \quad (6.21)$$

$$\tau_0 = 3\varphi_1 - 2\eta. \quad (6.22)$$

Следует отметить, что определение пластической вязкости η и динамического напряжения сдвига τ_0 имеет смысл только в том случае, когда течение исследуемых буровых растворов в зазоре вискозиметра описывается моделью Шведова – Бингама. Поэтому при измерении реологических характеристик неизвестных буровых растворов всегда необходимо определять углы закручивания шкалы φ на частотах вращения цилиндра 600, 400, 300, 200 мин⁻¹, а упрощенные формулы расчета рекомендуется использовать только тогда, когда равновесные моменты лежат на прямолинейной части графика.

Динамическое напряжение сдвига, эффективную и пластическую вязкость при повышенной температуре определяют с помощью ротационного вискозиметра ВСН-2М (см. рис. 29).

Порядок работы:

перед измерением контейнер 5 заполнить исследуемым буровым раствором в количестве 100 см³ и подсоединить к автоклаву 6;

установить по манометру 10 необходимое давление, но не выше 15 МПа;

включить прибор и установить частоту вращения наружного стакана 3 равной 400+500 мин⁻¹;

нагреть буровой раствор до требуемой температуры и довести частоту вращения наружного стакана до 600 мин⁻¹;

снять устойчивые показания углов поворота шкалы при следующих фиксированных частотах вращения стакана: 600, 500, 400, 300, 200, 100 мин⁻¹;

построить по полученным данным график.

Обработка полученных данных аналогична используемой для ВСН-3 при обычной методике измерений.

6.3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДООТДАЧИ

Показатель фильтрации Φ (см³) — величина, определяемая объемом дисперсионной среды, отфильтрованной за определенное время при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади. Показатель фильтрации косвенно характеризует способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины.

Для измерения показателя фильтрации могут быть использованы:

- фильтр-пресс ФЛР-1 (рис. 31);
- прибор ВМ-6 (рис. 32);
- прибор ВГ-1М.

Принцип работы этих приборов основан на способности дисперсионной среды отфильтровываться под давлением из бурового раствора.

Основные характеристики фильтр-пресса ФЛР-1

Предел измерения объема фильтрата за 30 мин при диаметре фильтра 75 мм, см ³	120
Погрешность измерения, см ³	±0,5
Давление фильтрации, МПа.....	0,7
Фактический диаметр фильтра, мм.....	53
Максимальное давление на входе в редуктор, МПа.....	15

Порядок работы:

снять стакан 1 (см. рис. 31), вывернуть крышку, сполоснуть их водой и вытереть;

смочить водой фильтровальную бумагу, избыток воды удалить сухой бумагой (при работе с растворами на водной основе);

отвернуть полностью регулировочный винт 3 редуктора 4;

завернуть пропускной клапан 2 до упора;

залить в стакан 1 буровой раствор;

установить уплотняющее кольцо, положить на него фильтровальную бумагу, сетку;

закрыть стакан крышкой;

установить стакан в рабочее положение поворотом его на бобышке на 90 град;

подставить под стакан измерительный цилиндр на 10 или 50 см³, в зависимости от предполагаемого показателя фильтрации;

отвернуть вентиль баллона с газом 5;

поворотом регулировочного винта редуктора по часовой стрелке установить давление на выходе из редуктора 0,7 МПа;

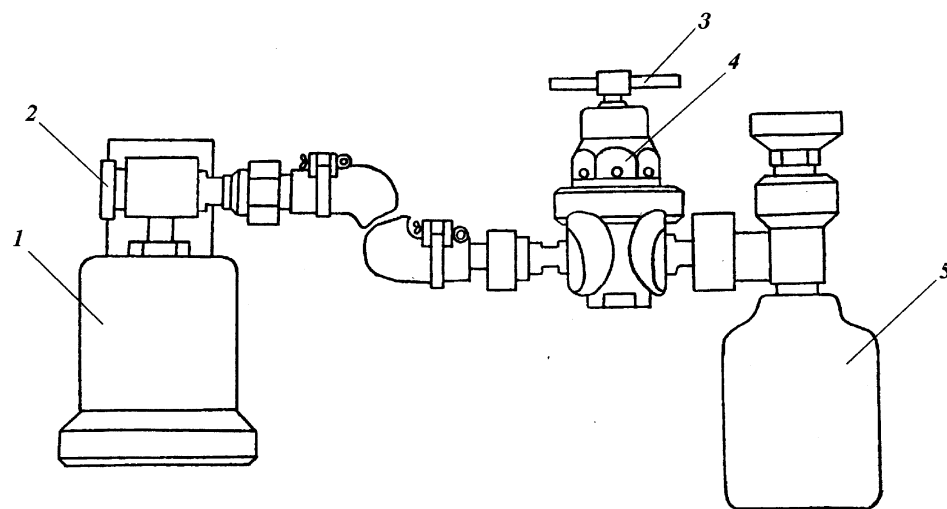
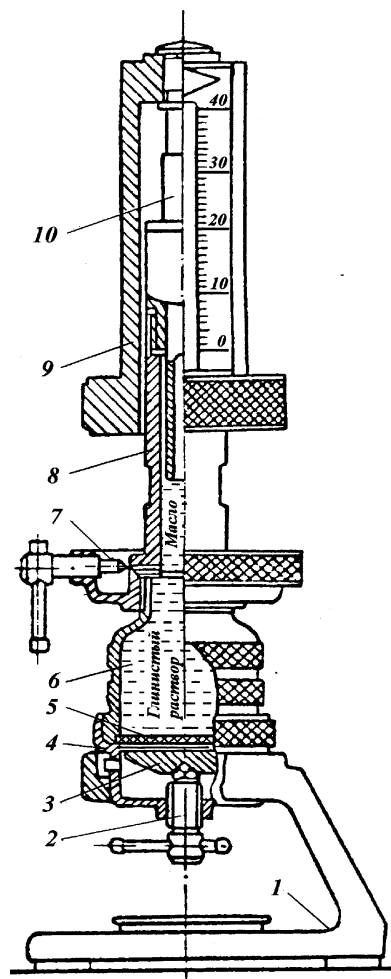


Рис. 31. Фильтр-пресс ФАР-1:

1 — стакан; 2 — пропускной клапан; 3 — регулировочный винт; 4 — редуктор; 5 — баллон с газом

Рис. 32. Фильтрационный прибор:
 1 — плата с кронштейном; 2 —
 винт; 3 — клапан; 4 — поддон; 5 —
 металлическая решетка; 6 — филь-
 трационный стакан; 7 — спускная
 игла; 8 — напорный цилиндр; 9 —
 плунжер; 10 — втулка



отвернуть винт пропускного клапана на 3,5 оборота и од-
 новременно включить секундомер;

через 30 мин завернуть винт клапана до упора и одновре-
 менно выключить секундомер;

замерить количество фильтрата;

закрыть вентиль баллона, снять стакан, вывернуть крыш-
 ку, убрать уплотнительное кольцо и вылить раствор;

стакан, крышку и кольцо промыть и высушить.

Показатель фильтрации определяется по формуле

$$\Phi = 2V_{\Phi}, \quad (6.23)$$

где Φ — показатель фильтрации, см^3 ; 2 — отношение площади стандартного фильтра к площади фильтрации фильтр-пресса; $V_{\text{ф}}$ — количество фильтрата, полученного на фильтр-прессе, см^3 .

Основные характеристики прибора ВМ-6

Предел измерения при диаметре фильтра 75 мм, см^3	46
Погрешность измерения, см^3	$\pm 0,5$
Фактический диаметр фильтра, мм.....	53
Давление фильтрации, МПа.....	0,1
Объем пробы бурового раствора, см^3	120

Порядок работы:

смочить кружок фильтровальной бумаги водой (при работе с растворами на водной основе) и положить его на решетку 5 (см. рис. 32), которую вставить в нижнюю часть фильтрационного стакана 6 бумагой внутрь; на решетку положить клапан 3 с резиновой прокладкой и навернуть поддон 4; собранный стакан вставить в кронштейн, клапан туго завернуть винтом 2;

залить подготовленный буровой раствор в стакан на 3—4 мм ниже края;

навернуть напорный цилиндр 8 с закрытым игольчатым клапаном 7 на стакан, сверху налить машинное масло;

вставить плунжер 9 в цилиндр и, приоткрыв спускную иглу, легким вращением подвести нулевое деление на шкале к отсчетной риску на втулке цилиндра;

закрыть спускной игольчатый клапан, а клапан с резиновой прокладкой открыть, одновременно пустив в ход секундомер;

через 30 мин сделать отсчет по шкале (глаз должен находиться на уровне отсчетной риски); при открытии клапана с резиновой прокладкой может произойти резкое опускание груза на определенную величину, так называемый "скачок"; значение "скачка" необходимо вычесть из полученного по шкале показателя фильтрации;

после окончания измерения открыть спускную иглу, выпустить масло и опустившийся плунжер вынуть из цилиндра; игольчатый клапан закрыть, цилиндр отвернуть, масло слить в баллон, раствор вылить, отвинтить поддон, вымыть прибор, насухо вытереть его и собрать для следующего замера.

Прибор ВГ-1М разработан на основе прибора ВМ-6, но плунжер его несколько длиннее, и он снабжен двумя шкалами: верхняя предназначена для измерения показателя фильтрации, нижняя — содержания газа.

Основные характеристики прибора ВГ-1М

Предел измерения при диаметре фильтра 75 мм, см ³	40
Погрешность измерения, см ³	±0,5
Давление фильтрации, МПа.....	0,1(1)

Порядок работы:

смочить водой кружок фильтровальной бумаги (при работе с растворами на водной основе) и положить его на решетку (избыток воды удалить кусочком сухой бумаги);

вставить решетку в нижнюю часть фильтрационного стакана бумагой внутрь таким образом, чтобы паз совпал со штифтом на стенке стакана;

положить на решетку клапан с резиновой прокладкой и навернуть поддон;

собранный стакан вставить в кронштейн, клапан туго затянуть винтом;

залить буровой раствор в стакан на 3–4 мм ниже края, резьбу стакана вытереть;

навинтить напорный цилиндр на стакан, сверху налить масло, уровень которого не должен доходить до верхнего края цилиндра на 1 см;

вставить плунжер в цилиндр; приоткрыть спускную иглу и, вращая плунжер рукой, подвести нулевое деление на верхней шкале к отсчетной риске на втулке цилиндра; спускной игольчатый клапан закрыть, а нижний — открыть, одновременно пустив секундомер; через 30 мин сделать отсчет по шкале;

открыть спускную иглу, масло выпустить, а опустившийся плунжер вынуть из напорного цилиндра; игольчатый клапан закрыть, цилиндр отвинтить от стакана, масло слить в баллон, прибор вымыть и насухо вытереть.

Для определения показателя фильтрации при повышенной температуре используется фильтр-пресс ФП-200 (рис. 33), предназначенный для термообработки и измерения статического и динамического показателей фильтрации.

Основные характеристики ФП-200

Рабочий объем автоклава, см ³	400–500
Диапазон рабочих температур, °С	От 20 до 200
Диапазон давления на фильтре, МПа	От 0,1 до 5
Максимальное рабочее давление в автоклаве, МПа.....	6
Диапазон скорости вращения мешалки, мин ⁻¹	От 700 до 1000
Время нагрева пробы до 200 °С, мин.....	Не более 50

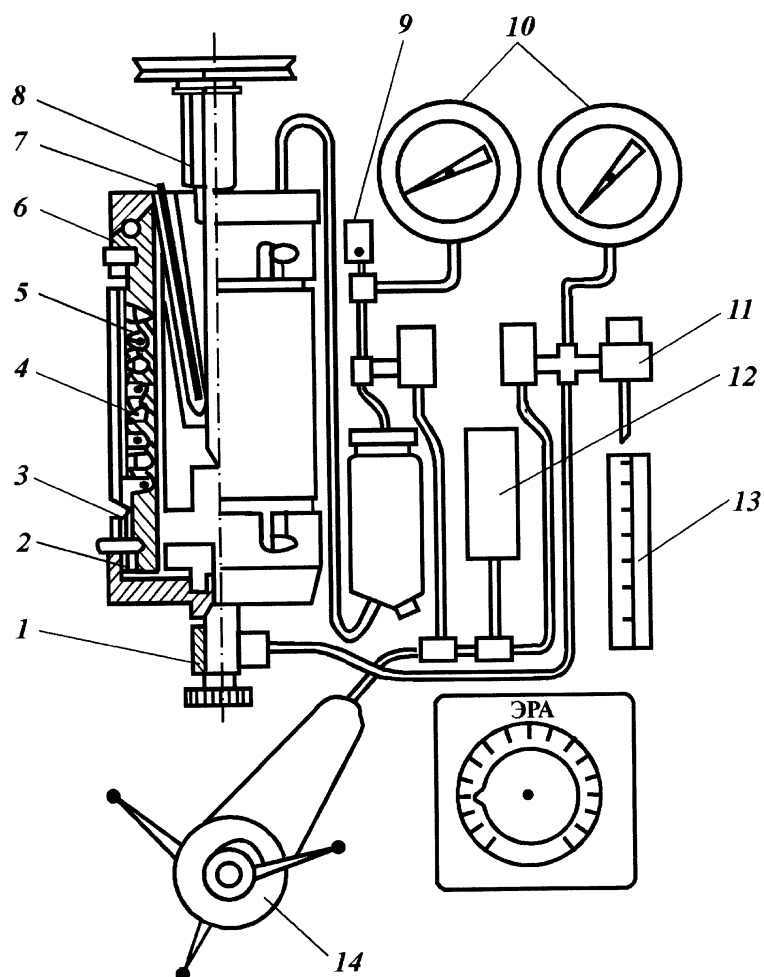


Рис. 33. Фильтр-пресс ФП-200:

1 — запорный вентиль; 2 — фильтрующий элемент; 3 — автоклав; 4 — каналы охлаждения; 5 — электронагреватель; 6 — уплотнительное кольцо; 7 — термометр сопротивления; 8 — уплотнитель; 9 — предохранительный клапан; 10 — манометр; 11 — редукционный клапан; 12 — емкость; 13 — измерительный цилиндр; 14 — гидравлический пресс

Порядок работы:

снять верхнюю крышку, заполнить раствором автоклав 3;
установить крышку на место, герметично соединить ее с корпусом автоклава;

подключить систему создания давления и сбора фильтрата;
опрессовать прибор при рабочем давлении для проверки плотности соединений; при этом трубку отвода фильтрата и редукционный клапан 11 заполнить водой;

включить электронагреватель;

при непрерывном перемешивании нагреть раствор до заданной температуры, после чего открыть запорный вентиль 1 и включить секундомер;

ручным гидропрессом повысить давление в автоклаве до величины, обеспечивающей заданный перепад 5 МПа;

одновременно редукционным клапаном установить противодавление под фильтром, превышающее на 0,2–0,5 МПа давление насыщенных паров фильтрата при заданной температуре;

по истечении 30 мин выключить секундомер;

одновременно закрыть запорный вентиль;

замерить полученное количество фильтрата в измерительном цилиндре 13;

охладить прибор до комнатной температуры с помощью водяного охлаждения;

разобрать и вымыть прибор, подготовить его к следующему замеру.

Для определения показателя фильтрации полученное значение объема фильтрата умножают на коэффициент 2,25, который равен отношению площади поверхности стандартного фильтра (44,15 см²) к площади рабочей поверхности фильтр-пресса (19,6 см²).

Толщину фильтрационной корки измеряют линейкой.

Порядок работы:

после определения показателя фильтрации вынуть из прибора фильтр с коркой, смыть с нее верхнюю рыхлую часть слабой струей воды и поместить корку на ровную пластинку;

измерить линейкой толщину фильтрационной корки.

6.3.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА В ГЛИНИСТОЙ КОРКЕ

Статическое напряжение сдвига в фильтрационной корке θ (МПа) — величина, определяемая минимальным усилием сдвига груза, находящегося в контакте с фильтрационной коркой, косвенно характеризует прихватоопасные свойства бурового раствора.

Для измерения статического напряжения в фильтрационной корке используется установка НК-1 (рис. 34).

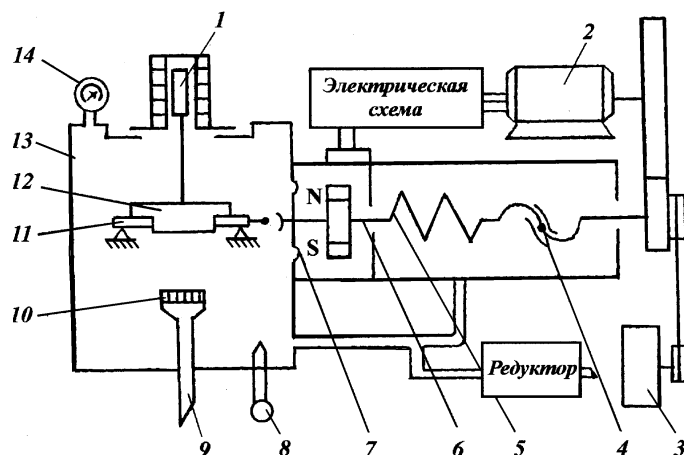


Рис. 34. Установка НК-1:

1 — отсчетное устройство; 2 — электропривод; 3 — счетчик; 4 — ходовой винт; 5 — измерительная пружина; 6 — вал; 7 — диаграмма; 8 — милливольтметр; 9 — подъемный столик; 10 — фильтрующий элемент; 11 — рамка; 12 — измерительный груз; 13 — корпус; 14 — манометр

Принцип работы установки основан на определении статического напряжения сдвига поверхностных слоев корки по усилию сдвига помещенного на нее груза. Фильтрационная корка, сформированная под давлением, поднимается при помощи подъемного столика и входит в контакт с грузом. После этого определяют толщину корки и усилие сдвига.

Основные характеристики НК-1

Диапазон определения статического напряжения сдвига фильтрационной корки, МПа	От 0 до 1
Перепад давления на фильтрационной корке, не более, МПа	5
Объем пробы бурового раствора, см ³	600
Основная приведенная погрешность измерения перепада давления, %	1
Основная приведенная погрешность измерения статического напряжения сдвига, %	3
Температура нагрева испытуемой жидкости не должна превышать, °С	90
Максимальная толщина фильтрационной корки, мм	20
Электрическое питание установки	Переменный ток напряжением 220 В
Пневматическое питание установки	Сжатый инертный газ давлением до 15 МПа (150 кг/см ²)

Порядок работы:

поднять столик 9 (см. рис. 34) в крайнее положение поворотом маховика по часовой стрелке;

собрать фильтрующий элемент; для этого на сетку с гуммированным ободком положить 1–2 листа фильтровальной бумаги, верхнюю сетку, кольцо и накидной гайкой-крышкой соединить с корпусом фильтра;

установить фильтрующий элемент 10 в гнездо подвижного столика, зафиксировать его и закрыть вентиль "промывка";

установить рамку 11 в корпус 13 на опорные призмы и проверить нулевое положение пружины 5;

заполнить корпус буровым раствором в объеме 550–600 см³;

установить груз в рамку, а узел 1 отсчетного устройства толщины корки в корпус;

установить крышку, закрепить ее болтами и зафиксировать начальное положение фильтрата по шкале;

опустить столик до крайнего нижнего положения;

создать требуемый перепад давления, но не более 5 МПа;

под выходной штуцер столика поставить стакан для сбора и измерения объема фильтрата, зафиксировать время начала фильтрации;

по истечении заданного времени фильтрации поднять столик в крайнее верхнее положение, измерить толщину фильтрационной корки и зафиксировать время начала ее прилипания к грузу;

после выдержки необходимого времени прилипания и уплотнения измерить напряжение пружины, для чего включить тумблер "сеть", а переключатель установить в положение "изм";

в момент срыва груза с корки загорается сигнальная лампочка и автоматически отключается привод натяжения пружины; величина напряжения пружины фиксируется счетчиком 3;

при проведении измерений при повышенной температуре буровой раствор перед заливкой рекомендуется подогреть до нужной температуры (но не выше 90 °С); после заливки раствора в корпус включить термостатирование раствора; все остальные действия аналогичны описанным выше;

по окончании измерений вернуть пружину в исходное положение ("нулевое"), отключив установку от электропитания, сбросить давление, вылить испытываемый буровой раствор, произвести разборку установки.

Статическое напряжение сдвига в фильтрационной корке определяют по формуле

$$\theta_k = Kn, \quad (6.24)$$

где θ_k — статическое напряжение сдвига фильтрационной корки, МПа; K — константа (приведена в паспорте на установку), МПа/дел.; n — число делений по счетчику, дел.

6.3.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ТВЕРДЫХ ПРИМЕСЕЙ

Концентрация посторонних твердых примесей C_n (%) — величина, определяемая отношением количества всех грубодисперсных частиц независимо от их происхождения к общему количеству бурового раствора. Характеризует степень загрязнения бурового раствора.

Для определения концентрации посторонних твердых примесей используется металлический отстойник ОМ-2 (рис. 35). Вместимость его составляет, см³: общая — 600, отстойника до сливного отверстия — 500, крышки — 50, пробирки — 10.

Порядок работы.

1. Определение общей концентрации посторонних твердых примесей:

промыть отстойник;

снять крышку отстойника 1, отмерить ею 50 см³ раствора и влить его в отстойник;

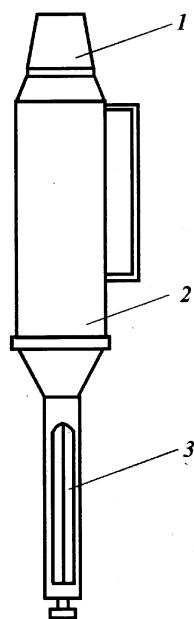


Рис. 35. Отстойник ОМ-2:

1 — уплотнительная крышка; 2 — сосуд; 3 — бюретка

не моя крышку, зачерпнуть ею воду, разбавить оставшийся на внутренних стенках крышки раствор и вылить в отстойник;

держа отстойник вертикально, наполнить его водой до уровня отверстия на боковой поверхности; при появлении из отверстия воды следует подождать, пока не вытечет ее излишек;

плотно закрыть отстойник крышкой и повернуть его в горизонтальное положение сливным отверстием вверх; прижимая крышку и прикрывая отверстие пальцем, интенсивно взболтать содержимое отстойника;

повернуть отстойник в вертикальное положение, выждать одну минуту и снять по шкале бюретки 3 объем твердого осадка.

Общая концентрация посторонних твердых примесей равна удвоенному объему твердого осадка.

2. Определение концентрации отмытых посторонних твердых примесей:

после определения объема твердого осадка воду с неосевшими глинистыми частицами слить через край отстойника;

разбавить осадок свежими порциями воды и перенести в фарфоровую чашку диаметром 120 мм;

через 1 — 2 мин слить отстоявшуюся воду и налить новую порцию воды, в которой растереть осадок резиновой пробкой;

слить мутную воду, повторяя отмыв несколько раз до полного отмучивания глинистых частиц;

разбавив осадок водой, перенести его в отстойник и замерить объем.

Концентрация отмытых посторонних твердых примесей равна удвоенному объему полученного осадка.

6.3.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТАБИЛЬНОСТИ И СЕДИМЕНТАЦИИ

Показатель стабильности S_0 (г/см³) — величина, определяемая разностью плотностей нижней и верхней частей отстоявшегося в течение определенного времени бурового раствора, косвенно характеризующая способность раствора сохранять свою плотность.

Показатель седиментации S (%) — величина, определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения его компонентов за определенное

время. Косвенно характеризует стабильность бурового раствора.

Для определения показателя стабильности используется цилиндр стабильности ЦС-2 (рис. 36).

Вместимость цилиндра составляет 720 см³, масса — 0,36 кг.

Порядок работы:

влить пробу раствора в цилиндр 1 до края, предварительно тщательно перемешав ее;

установить заполненный цилиндр в спокойном месте, отметить по часам время и оставить его на сутки;

через 24 ч открыть пробку 3, слить верхнюю часть пробы раствора вместе с отстоявшейся водой в кружку;

тщательно перемешать слитый раствор и определить его плотность;

закрыть отвод пробкой, тщательно перемешать оставшуюся в цилиндре нижнюю половину раствора и определить ее плотность;

при определении плотности ареометром АГ-ЗПП обязательно погружать его при всех измерениях в одну и ту же воду;

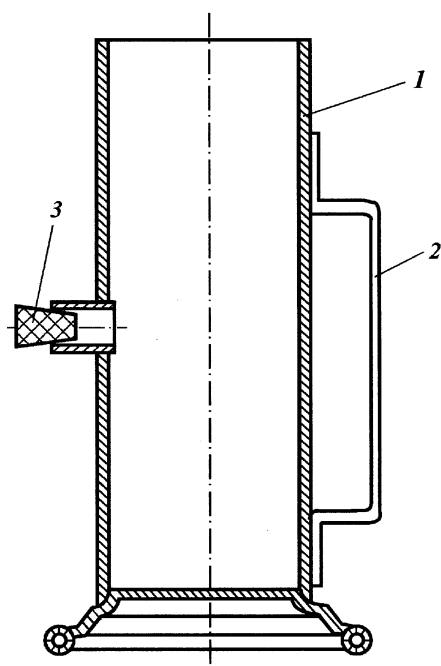


Рис. 36. Цилиндр стабильности ЦС-2:

1 — цилиндр; 2 — ручка; 3 — резиновая пробка

вымывать цилиндр и вытереть насухо.

Показатель стабильности бурового раствора определяется по разности плотностей нижней и верхней половин раствора.

Для определения показателя седиментации используется стеклянный мерный цилиндр. Вместимость его составляет 100 см³, цена деления — 1 см³.

Порядок работы:

тщательно перемешанную пробу бурового раствора налить в цилиндр до 100-го деления по шкале;

поставить цилиндр с раствором в спокойное место, отметить время и оставить на 24 ч;

через 24 ч прочесть по шкале цилиндра отсчет положения уровня раздела раствора;

цилиндр вымыть и высушить.

Показатель седиментации бурового раствора (%) находят по формуле

$$S = 100 - V', \quad (6.25)$$

где 100 — вместимость мерного цилиндра, см³; V' — положение уровня раздела раствора, см³.

6.3.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ГАЗА

Концентрация газа C_0 (%) — величина, определяемая объемом газа в единице объема бурового раствора. Характеризует степень разгазирования или вспенивания бурового раствора.

Для определения концентрации газа могут быть использованы:

прибор ПГР-1 (рис. 37);

прибор ВГ-ЦМ;

метод разбавления.

Принцип работы ПГР-1 и ВГ-1М основан на свойстве газов сжиматься под действием избыточного давления.

Основные характеристики ПГР-1

Диапазон измерения, %.....	От 0 до 10
Абсолютная погрешность измерения, %.....	±0,5
Цена деления шкалы, %.....	0,5
Температура бурового раствора, °С.....	От +5 до +80
Давление в рабочей емкости, МПа.....	До 0,3

Порядок работы:

заполнить стакан 6 до краев буровым раствором и соединить с корпусом 3 прибора;

вращая маховик 2 против часовой стрелки, следить за показаниями манометра 4 и прекратить вращение при достижении избыточного давления 0,3 МПа;

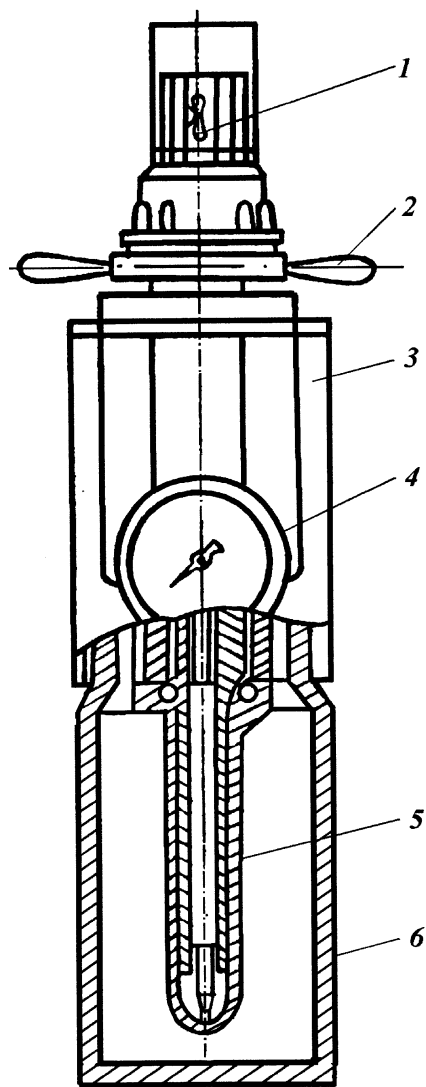


Рис. 37. Прибор ПГР-1:

1 — шкала; 2 — маховик; 3 — корпус; 4 — манометр; 5 — резиновый разделитель; 6 — стакан

прочитать по шкале 1 показания концентрации газа в буровом растворе;

сбросить давление, повернув маховик по часовой стрелке до упора;

отсоединить кран от корпуса, вылить раствор, вымыть стакан и разделитель и высушить их.

Порядок работы прибора ВГ-1М:

навинтить цилиндр на горловину стакана, заполнить его маслом и надеть плунжер с грузом-шкалой;

клапан, находящийся под решеткой фильтрационного стакана, при измерении должен быть закрыт;

деление шкалы "газ", остановившееся при опускании плунжера против риски на верхнем крае втулки, укажет концентрацию газа в буровом растворе.

Метод разбавления основан на уменьшении объема бурового раствора в результате удаления газа из пробы раствора, разбавленного водой.

Для измерения необходимы:

мерный цилиндр вместимостью 250 см³ с притертой пробкой;

мерный цилиндр вместимостью 200 см³ без пробки;

мензурка или цилиндр вместимостью 50 см³.

Порядок работы:

в мерный цилиндр с притертой пробкой налить 50 см³ бурового раствора, отмеренного мензуркой;

отмерить 200 см³ воды и вылить в цилиндр, предварительно обмыв этой водой мензурку, которой отмерялся буровой раствор;

закрыть цилиндр с разбавленным раствором притертой пробкой, энергично взболтать в течение 1 мин и оставить в покое на некоторое время;

после опадения пены отметить объем жидкости в цилиндре.

Концентрацию газа (%) вычисляют по формуле

$$C_0 = (250 - V_{\text{ж}})2, \quad (6.26)$$

где 250 — суммарный объем бурового раствора с газом и водой, см³; $V_{\text{ж}}$ — объем бурового раствора и воды после удаления газа, см³; 2 — множитель для получения результата в процентах.

6.3.9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ И НЕФТИ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Концентрация твердой фазы $C_{\text{т}}$ (%) — величина, определяемая отношением количества твердого вещества к общему объему бурового раствора.

Объемную концентрацию твердой фазы рассчитывают исходя из материального баланса компонентов бурового раствора по формуле

$$C_m = \frac{V_r + V_y}{V} 100, \quad (6.27)$$

где C_t — объемная концентрация твердой фазы, %; V_r , V_y , V — соответственно объем глины, утяжелителя и бурового раствора.

Объемную концентрацию твердой фазы пересчитывают в массовую по формуле

$$T_t = \frac{C_t \rho_t}{\rho_p}, \quad (6.28)$$

где T_t — массовая концентрация твердой фазы в буровом растворе, %.

Определение величин, входящих в формулы (6.27), (6.28), рассмотрено ниже для конкретных видов буровых растворов.

Для растворов, содержащих только воду и глину, формулы значительно упрощаются ($\rho_t = \rho_r$):

$$C_t = \frac{100 (\rho_p - 1)}{\rho_r - 1}. \quad (6.29)$$

Концентрация твердой фазы (глины) в данных растворах зависит только от плотности раствора; найти ее можно по табл. 6.10, принимая среднее значение плотности глины $\rho_r = 2,6 \text{ г/см}^3$.

Более точно концентрацию твердой фазы в данных растворах рассчитывают, используя метод выпаривания взвешенной пробы раствора и определения массы высушенной пробы.

Порядок работы:

налить 50 г бурового раствора в предварительно высушенную и взвешенную фарфоровую чашку;

взвесить чашку с раствором, поместить ее в сушильный шкаф и сушить на верхней полочке при температуре приблизительно 100 °С до постоянной массы;

первое взвешивание произвести примерно через 6 ч, повторные — через 1 ч. Масса считается постоянной, если разность между двумя последовательными взвешиваниями менее 0,01 г. Пробы перед каждым взвешиванием выдерживают в эксикаторе с безводным хлористым кальцием до охлаждения.

Массовую концентрацию твердой фазы (%) вычисляют по формуле

$$T_t = \frac{P_2 - P}{P_1 - P} 100, \quad (6.30)$$

Таблица 6.10

Концентрация твердой фазы (глины) в зависимости от плотности раствора

Плотность раствора, г/см ³	Концентрация глины, %			Плотность раствора, г/см ³	Концентрация глины, %		
	объем- ная	масса/ объем	массовая		объем- ная	масса/ объем	массовая
1,000	0,00	0,00	0,00	1,200	12,50	32,50	27,10
1,005	0,31	0,81	0,80	1,205	12,81	33,31	27,65
1,010	0,62	1,62	1,60	1,210	13,12	34,40	28,20
1,015	0,93	2,43	2,39	1,215	13,43	34,90	28,75
1,020	1,25	3,25	3,18	1,220	13,75	35,75	29,30
1,025	1,56	4,07	3,96	1,225	14,06	36,56	29,85
1,030	1,88	4,87	4,74	1,230	14,37	37,37	30,39
1,035	2,19	5,68	5,50	1,235	14,68	38,18	30,95
1,040	2,50	6,50	6,25	1,240	15,00	39,00	31,45
1,045	2,87	7,32	7,00	1,245	15,31	39,81	32,00
1,050	3,12	8,12	7,73	1,250	15,62	40,62	32,55
1,055	3,44	8,94	8,47	1,255	15,93	41,43	33,02
1,060	3,75	9,75	9,20	1,260	16,25	42,25	33,53
1,065	4,07	10,60	9,91	1,265	16,56	43,06	34,04
1,070	4,38	11,39	10,64	1,270	16,87	43,87	34,55
1,075	4,69	12,19	11,34	1,275	17,18	44,68	35,03
1,080	5,00	13,00	12,04	1,280	17,50	45,50	35,55
1,085	5,31	13,81	12,74	1,285	17,81	46,31	36,04
1,090	5,63	14,63	13,41	1,290	18,12	47,12	36,53
1,095	5,94	15,44	14,10	1,295	18,43	47,93	37,04
1,100	6,25	16,25	14,75	1,300	18,75	48,75	37,50
1,105	6,56	17,06	15,44	1,305	19,06	49,56	38,00
1,110	6,87	17,87	16,11	1,310	19,37	50,37	38,42
1,115	7,18	18,68	16,76	1,315	19,68	51,18	38,95
1,120	7,50	19,50	17,41	1,320	20,00	52,00	39,39
1,125	7,81	20,31	18,06	1,325	20,31	52,81	39,88
1,130	8,12	21,12	18,69	1,330	20,62	53,62	40,31
1,135	8,43	21,93	19,32	1,335	20,93	54,43	40,75
1,140	8,75	22,75	19,96	1,340	21,25	55,25	41,23
1,145	9,06	23,56	20,57	1,345	21,56	56,06	41,72
1,150	9,37	24,37	21,20	1,350	21,87	56,87	42,13
1,155	9,68	25,18	21,80	1,355	22,18	57,68	42,60
1,160	10,00	26,00	22,41	1,360	22,50	58,50	43,01
1,165	10,31	26,81	23,01	1,365	22,81	59,31	43,49
1,170	10,62	27,62	23,61	1,370	23,12	60,12	43,88
1,175	10,93	28,43	24,20	1,375	23,43	60,93	44,25
1,180	11,25	29,25	24,79	1,380	23,75	61,75	44,75
1,185	11,56	30,06	25,36	1,385	24,06	62,56	45,25
1,190	11,87	30,87	25,95	1,390	24,37	63,37	45,60
1,195	12,18	31,68	26,51	1,395	24,68	64,18	46,00

где P — масса высушенной чашки, г; P_1 — масса чашки с буровым раствором, г; P_2 — масса чашки с высушенной пробой, г.

Для минерализованных растворов объемную концентрацию соли C_c находят по табл. 6.11 исходя из плотности фильтрата бурового раствора. Плотность раствора и фильтрата определяют на весах-плотнометре ВРП-1 или пикнометром.

Таблица 6.11

Концентрация NaCl в растворах различной плотности (при 20 °С)

Плотность, г/см ³	Концентрация NaCl, %		Плотность, г/см ³	Концентрация NaCl, %	
	массовая	объемная		массовая	объемная
1,005	0,76	0,27	1,105	14,64	5,68
1,010	1,97	0,70	1,110	15,27	5,95
1,015	2,28	0,81	1,115	15,89	6,22
1,020	3,02	1,08	1,120	16,51	6,49
1,025	3,76	1,35	1,125	17,12	6,76
1,030	4,49	1,62	1,130	17,72	7,03
1,035	5,21	1,89	1,135	18,32	7,30
1,040	5,93	2,16	1,140	18,92	7,57
1,045	6,63	2,43	1,145	19,51	7,84
1,050	7,34	2,70	1,150	20,09	8,11
1,055	8,03	2,97	1,155	20,67	8,38
1,060	8,72	3,24	1,160	21,25	8,65
1,065	9,40	3,51	1,165	21,82	8,92
1,070	10,08	3,78	1,170	22,38	9,19
1,075	10,75	4,05	1,175	22,94	9,46
1,080	11,41	4,32	1,180	23,50	9,73
1,085	12,07	4,59	1,185	24,05	10,00
1,090	12,72	4,86	1,190	24,60	10,27
1,095	13,37	5,14	1,195	25,14	10,54
1,100	14,00	5,41	1,200	25,68	10,81

Пример 1. Раствор имеет плотность 1,095 г/см³. Солей и нефти нет. Необходимо найти концентрацию твердой фазы.

По табл. 6.11 в соответствующей строке находим, что раствор плотностью 1,095 г/см³ содержит 5,94 % (объем) твердой фазы.

Для сложных систем буровых растворов, содержащих соль, нефть, глину и утяжелитель, определение концентрации твердой фазы, нефти и других компонентов производят с помощью установки ТФН-1, принцип работы которой основан на выпаривании жидкой фазы из заданного объема бурового раствора, конденсации паров и измерении объема жидкой фазы.

Основные характеристики установки ТФН-1

Объем выпариваемой пробы бурового раствора, см ³	10
Температура нагрева пробы бурового раствора, °С.....	450 ± 50
Продолжительность анализа, не более, мин.....	60
Основная приведенная погрешность определения концентрации твердой и жидкой фаз в буровом растворе, не более, %.....	4
Напряжение питания, В.....	220

Определение концентрации твердой фазы в пробе бурового раствора при наличии аналитических весов ВАР-200-Т или квадратных весов ВЛКТ-500г/10 производят весовым методом:

определяют путем взвешивания на весах массу собранного испарителя без пробы;

отвинчивают нижнюю камеру испарителя, наполняют ее буровым раствором, закрывают калибровочной крышкой, свинчивают с верхней камерой и снова взвешивают;

соединяют испаритель с конденсатором, производят затяжку резьбовых соединений и вставляют в гнездо термостат;

устанавливают измерительный цилиндр против сливного отверстия конденсатора;

закрывают крышку кожуха и включают установку в сеть на нагрев; начало нагрева контролируют по загоранию сигнальной лампочки на передней панели;

окончанием анализа служит прекращение выпадения капель конденсата в измерительный цилиндр; после прекращения выпадения капель отключают питание электродвигателя;

открывают крышку кожуха установки, извлекают из термостата испаритель с конденсатором и устанавливают его в подставку для охлаждения, вставляют в термостат охладитель, предварительно наполненный водой;

полученные конденсатные объемы воды и нефти считывают с точностью до $0,1 \text{ см}^3$ по градуировочной шкале измерительного цилиндра в соответствии с положениями менисков; по окончании измерений измерительный цилиндр освобождают от конденсата, высушивают и подготавливают для проведения следующего анализа;

после охлаждения испаритель с твердым остатком отсоединяют от конденсатора и взвешивают.

В том случае, если отсутствуют весы ВАР-200-Т или ВАКТ-500г/10, применяют объемный метод, для которого необходимо иметь весы-плотномер ВРП-1 (или пикнометр). Определение концентрации твердой и жидкой фаз производят следующим образом:

с помощью ВРП-1 или пикнометра определяют плотность бурового раствора, подлежащего анализу;

наполняют нижнюю камеру испарителя буровым раствором, прикрывают калибровочной крышкой, выполняют сборку испарителя с конденсатором и вставляют их в термостат, включают установку на нагрев;

после окончания выпаривания, конденсации, прокаливания и прекращения стекания капель конденсата установку отключают от электропитания;

испаритель и конденсатор извлекают из термостата и охлаждают;

с точностью до 0,1 см³ определяют полученные в измерительном цилиндре конденсатные объемы воды и нефти.

Если использовался весовой метод, то обработку данных производят следующим образом:

плотность бурового ρ_p (г/см³) рассчитывают по формуле

$$\rho_p = \frac{P_2 - P_1}{10}, \quad (6.31)$$

где P_1 — масса испарителя без пробы, г; P_2 — масса испарителя с пробой, г; 10 — вместимость камеры испарителя, см³;
плотность твердой фазы (г/см³)

$$\rho_t = \frac{P_3 - P_1}{V_t}, \quad (6.32)$$

где P_1 — масса испарителя без пробы, г; P_3 — масса испарителя с твердым остатком, г; V_t — объем твердой фазы, см³;

$$V_t = 10 - V_b - V_n - V_c, \quad (6.33)$$

где 10 — вместимость камеры испарителя, см³; V_b — объем воды в измерительном цилиндре, см³; V_n — объем нефти в измерительном цилиндре, см³; V_c — объем соли в навеске раствора, см³;

$$V_c = \frac{C_c}{10}, \quad (6.34)$$

где 10 — вместимость камеры испарителя, см³; C_c — объемная концентрация соли, % (определяется по табл. 6.11).

Если был использован объемный метод, то обработку данных производят следующим образом:

плотность твердой фазы ρ_t (г/см³) рассчитывают по формуле

$$\rho_t = \frac{P_t}{V_t}, \quad (6.35)$$

где P_t — масса твердой фазы, г; V_t — объем твердой фазы, см³;

масса твердой фазы (г)

$$P_t = 10\rho_p - V_b \cdot 1,0 - V_n \cdot 0,8 - V_c \cdot 2,85, \quad (6.36)$$

где P_t — плотность раствора, г/см³; V_b — объем воды в измерительном цилиндре, см³; V_n — объем нефти в измерительном цилиндре, см³; V_c — объем соли в навеске раствора (оп-

ределяется как в весовом методе), см^3 ; 0,8 — плотность нефти, г/см^3 ; 2,85 — плотность соли, г/см^3 .

Объем глины в пробе бурового раствора определяют по формуле [2]

$$V_r = \frac{1}{\rho_y - \rho_r} \left\{ V(\rho_y - \rho) - V_n(\rho_y - \rho_n) - \right. \\ \left. - V_b \left[\rho_y \left[1 + \frac{an}{(100-n)\rho_c} \right] - \left(1 - \frac{n}{100-n} \right) \right] \right\}, \quad (6.37)$$

а объем утяжелителя — по формуле

$$V_y = V - V_r - V_n - V_b \left[1 - \frac{an}{(100-n)\rho_c} \right], \quad (6.38)$$

где V_r, ρ_r — соответственно объем и плотность глины в пробе раствора; V_y, ρ_y — соответственно объем и плотность утяжелителя в пробе бурового раствора; ρ_c — плотность соли; V_n, ρ_n — соответственно объем и плотность нефти в пробе бурового раствора; V_b, ρ_b — соответственно объем и плотность воды в растворе; n — массовое содержание соли в фильтрате; V, ρ — соответственно объем и плотность пробы раствора; a — коэффициент изменения объема соли при растворении.

Коэффициент изменения объема соли при растворении

$$a = \frac{\rho_c}{n} \left[n - 100 \left(1 - \frac{1}{\rho_\phi} \right) \right], \quad (6.39)$$

где ρ_ϕ — плотность фильтрата.

Пример 2. Объем пробы бурового раствора $V = 10 \text{ см}^3$. Масса навески раствора в испарителе — 17 г, масса навески после высушивания — 9,8 г, плотность фильтрата — $1,03 \text{ г/см}^3$, в измерительном цилиндре находилось $1,1 \text{ см}^3$ нефти и $6,3 \text{ см}^3$ воды. Необходимо найти концентрацию твердой фазы и ее компонентов (барита и глины) в растворе.

Определяем плотность раствора

$$\rho_p = 17 : 10 = 1,7 \text{ г/см}^3.$$

Коэффициент

$$a = 2,165 \left[1 - \frac{100}{4,49} \left(1 - \frac{1}{1,03} \right) \right] = 0,76.$$

Объем глины в пробе бурового раствора $V_r = 0,712 \text{ см}^3$, следовательно, объемная концентрация

$$C_r = \frac{V_r}{V} 100 = \frac{0,712}{10} 100 = 7,12 \%. \quad (6.40)$$

Объем утяжелителя $V_y = 1,784 \text{ см}^3$.
Объемное содержание утяжелителя

$$C_y = \frac{V_y}{V} 100 = \frac{1,784}{10} 100 = 17,84 \%. \quad (6.41)$$

Общее объемное содержание твердой дисперсной фазы
 $C_{\text{общ}} = 7,12 + 17,84 = 24,96 \%$.

6.3.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ КОЛЛОИДНЫХ ЧАСТИЦ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Концентрация коллоидных частиц C_k (%) — величина, определяемая отношением количества частиц размером менее 2 мкм к общему количеству бурового раствора. Характеризует активную составляющую твердой фазы, наиболее влияющую на свойства бурового раствора.

В основу определения концентрации коллоидных частиц положен экспресс-метод определения бентонита в буровом растворе по величине адсорбции метиленовой сини (МС).

В среднем 1 г коллоидных частиц бентонита (размером менее 2 мкм) адсорбирует 59 см³ МС 0,45 %-ной концентрации. Эта величина принята стандартной при сравнительной оценке активности твердой фазы буровых растворов.

Необходимые реактивы и посуда:

водный раствор МС; растворить 4,5 г МС в 300 мл теплой дистиллированной воды, охладить и разбавить до 1000 мл, хранить в закрытой посуде;

5 н. раствор химически чистой серной кислоты; при медленном перемешивании влить 14 мл концентрированной серной кислоты в 50 мл холодной дистиллированной воды и разбавить до 100 мл;

3 %-ная перекись водорода ("аптечная");

дистиллированная вода;

конические колбы вместимостью 250 мл;

цилиндры серные на 25 и 50 мл;

шприц аптечный на 2 мл с большим размером отверстия (или пипетка с обрезанным носиком);

стеклянная палочка;

фильтровальная бумага средней плотности (белая лента).

Порядок работы:

отобрать шприцем или пипеткой 2 мл предварительно перемешанного бурового раствора и перенести его в чистую коническую колбу вместимостью 250 мл;

добавить 15 мл 3 %-ного раствора перекиси водорода и 0,5 мл 5 н. раствора H_2SO_4 , тщательно размешать и кипятить 4 мин в колбе с обратным холодильником (стеклянной воронкой); добавка перекиси водорода позволяет исключить влияние на результат определения таких реагентов, как гуматы, КМЦ, акриловые и лигносульфонаты, а серная кислота дает возможность четко отбить точку конца титрования;

после охлаждения измерить объем, разбавив дистиллированной водой до 50 мл, и титровать МС;

после каждой добавки МС раствор тщательно перемешивать короткое время (встряхиванием), затем стеклянной палочкой из колбы отобрать каплю и нанести ее на фильтровальную бумагу; при полном сорбировании МС глиной данной пробы раствора от капли будет оставаться темный круг с четко очерченной границей и прозрачная вода;

титрование ведут до тех пор, пока от капли на фильтровальной бумаге не появится голубой ореол от избытка свободной МС; после этого через 2 мин легкого встряхивания необходимо отобрать повторную каплю; если ореол не исчезнет, следует считать, что достигнут предел поглощения и титрование закончено; если же ореол исчезнет, следует продолжать титрование добавкой по 0,5–1 мл МС.

Необходимо иметь в виду, что с начала титрования необходимо добавлять по 0,5–1,0 мл МС, иначе результат определения может быть искажен.

В некоторых случаях, например, в буровых растворах большой плотности или с малым содержанием твердой фазы, когда концентрация коллоидных частиц мала, добавка МС по 1 мл может оказаться слишком большой; в этом случае конец титрования можно определить, только добавляя по части миллилитра МС с помощью микробюретки.

Объемная концентрация коллоидных частиц в буровом растворе (%)

$$C_k = 0,33V', \quad (6.42)$$

где V' — объем МС, затраченный на титрование 2 мл исследуемого раствора, мл.

Перевод объемной концентрации коллоидных частиц в массовую концентрацию производят по формуле

$$T_k = C_k \rho_r, \quad (6.43)$$

где T_k — массовая концентрация коллоидных частиц в буровом растворе, %; $\rho_r = 2,6 \text{ г/см}^3$ — плотность глины.

6.3.11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДОРОДНОГО ПОКАЗАТЕЛЯ

Водородный показатель pH характеризует активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе.

Для измерения водородного показателя могут быть использованы:

индикаторная бумага;

лабораторный pH-метр — милливольтметр pH-121.

Индикаторная бумага. Сущность работы с индикаторной бумагой заключается в сравнении цвета индикаторной бумаги, смоченной буровым раствором, с эталоном, и определении pH бурового раствора.

Лабораторный pH-метр — милливольтметр pH-121. Работа прибора основана на преобразовании ЭДС электроводородной системы в постоянный ток, пропорциональный измеряемой величине.

Основные характеристики pH-метра

Диапазон измерения величины pH.....	От 1 до 14 От 1 до 4 От 4 до 9 От 9 до 14
Абсолютная погрешность измерения по диапазонам:	
от 1 до 14.....	$\pm 0,4$
от 1 до 4.....	$\pm 0,04$
от 1 до 9.....	$\pm 0,04$
от 9 до 14.....	$\pm 0,04$

Измерению на pH-121 предшествует ряд операций, связанных с подготовкой, настройкой и проверкой прибора по буферному или контрольному раствору в соответствии с прилагаемой к нему инструкцией.

Для измерения pH испытываемый раствор наливают в специальный стакан и погружают в него электроды. Отсчет значения pH производят по шкале показывающего прибора только после того, как показания примут установившиеся значения.

6.3.12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМАЗОЧНОЙ СПОСОБНОСТИ

Смазочная способность бурового раствора косвенно определяется коэффициентом трения скольжения и трения качения, временем работы установки до появления заеданий трущихся шариков при заданном контактном напряжении.

Для определения смазочной способности бурового раство-

ра используется установка УСП-1, принцип работы которой основан на определении коэффициента трения между вращающимся кольцом и неподвижной вставкой, помещенными в буровой раствор. При этом кольцо и вставка сдавливаются между собой с нормированным усилием. Коэффициент трения определяют измерением и преобразованием активной мощности, потребляемой электродвигателем привода установки.

Общий вид установки представлен на рис. 38. В состав установки входят следующие узлы: станина 1, мотор-редуктор 21, рабочий вал 20 с кольцом 18, кронштейн 14 со вставкой 26, подвижный столик 16 на штанге 13, чашка для растворов 17, тензометрический ключ 5, приборный блок 8.

Вращение от электродвигателя мотор-редуктора передается на рабочий вал при помощи цепной передачи. Плотная посадка кольца 18 на рабочий вал 20 обеспечивается тем, что внутренние поверхности кольца и вала конические. Закрепление кольца на валу осуществляется при помощи гайки 25.

Кольцо 18 и вставка 26 изготовлены из закаленной стали, что обеспечивает их износостойкость и стабильность измерений коэффициента трения.

Уровень погружения кольца и вставки в буровой раствор регулируется путем перемещения столика 16 с установленной на нем чашкой 17 по штанге 13. Столик фиксируется в нужном положении винтом 27. Крыльчатка 15 обеспечивает перемешивание бурового раствора при проведении испытаний.

Тензометрический ключ вставляется в гнездо на торце оси 19 кронштейна со вставкой. Поворотом ключа против часовой стрелки производится сдавливание кольца и вставки. Необходимый момент нагрузки создают, устанавливая ручку ключа под вогнутую часть зажима 6 и заворачивая рукоятку 7.

На передней панели приборного блока расположены показывающий прибор 11, тумблер "Вкл" 9 и индикатор 28 включения электропитания, ручка "Уст. 0" 23 установки нуля показывающего прибора, переключатель вида измерения "Момент/ $K_{тр}$ " 12, электрический разъем 24 для подключения тензометрического ключа. Показывающий прибор имеет две шкалы. По нижней шкале производят установку требуемого значения нагрузки (переключатель вида измерения 12 должен находиться в положении "Момент"). По верхней шкале выполняют отсчет значения коэффициента трения.

Порядок работы:

устанавливают металлическую вставку на кронштейне;

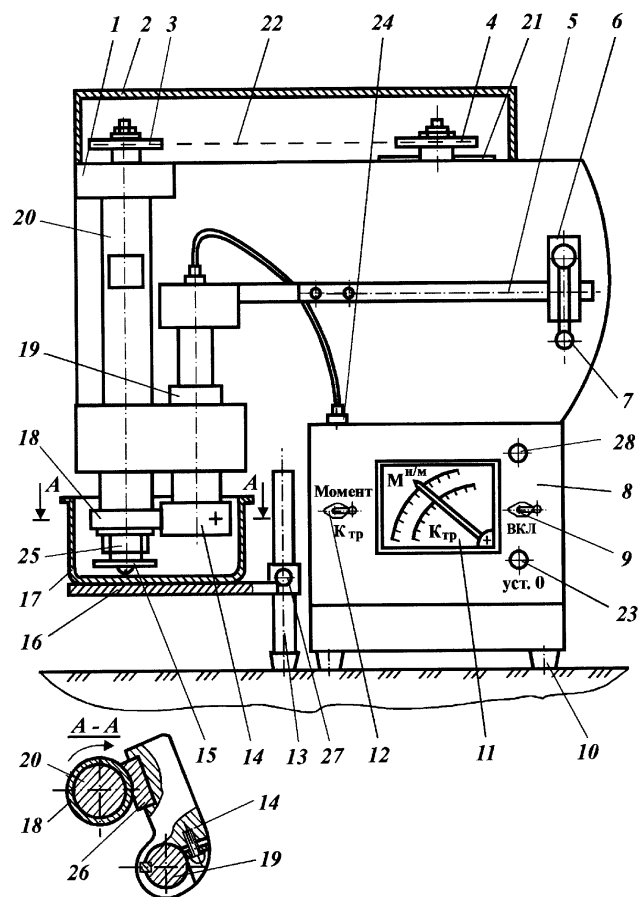


Рис. 38. Установка УСП-1:

1 — станина; 2 — крышка; 3 и 4 — зубчатые колеса; 5 — ключ; 6 — прижимной винт; 7 — ручка; 8 — приборный блок; 9 — выключатель; 10 — опорные ножки; 11 — прибор; 12 — переключатель; 13 — штанга; 14 — кронштейн; 15 — крыльчатка; 16 — столик; 17 — чашка; 18 — кольцо; 19 — вал; 20 — рабочий вал; 21 — мотор-редуктор; 22 — цепь; 23 — регулятор установки нуля; 24 — разъем; 25 — гайка; 26 — блок-вставка; 27 — винт; 28 — лампочка сигнальная

заполняют чашку исследуемым буровым раствором;

кольцо и вставку погружают в раствор, столик закрепляют винтом;

устанавливают переключатель "Момент/ $K_{тр}$ " в положение "Момент", рукояткой зажима ключа устанавливают момент нагрузки, равный нулю;

установку прогревают в течение 15 мин;
устанавливают переключатель "Момент/ $K_{тр}$ " в положение " $K_{тр}$ ", а ручку "Уст. 0" — в нулевое положение;
переключатель "Момент/ $K_{тр}$ " устанавливают в положение "Момент", с помощью рукоятки зажима ключа устанавливают момент 15 Н · м;
устанавливают переключатель "Момент/ $K_{тр}$ " в положение " $K_{тр}$ ";
установка работает в течение 4–5 мин;
производят отсчет значения коэффициента трения по верхней шкале прибора.

6.3.13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ ГИДРОФОБНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Напряжение электропробоя U (В) — величина, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в раствор, которая косвенно характеризует стабильность буровых растворов на нефтяной основе.

Для измерения напряжения электропробоя используется прибор ИГЭР-1.

Основные характеристики ИГЭР-1

Диапазон измерения, В.....	От 0 до 600
Скорость подъема напряжения, В/с.....	22 ± 3
Ток в момент пробоя, мА.....	$5 \pm 0,15$
Температура испытуемого раствора, °С.....	20 ± 5
Электропитание.....	Переменный ток напряжением 220 В

Порядок работы:

поместить электроды в раствор так, чтобы клеммы были погружены на глубину от 25 до 50 мм;

нажать на кнопку "измерение" и держать ее до момента пробоя, о чем свидетельствует вспышка сигнальной лампы "пробой";

снять показания вольтметра;

включить тумблер "сеть", нажать на кнопку "реверс" и повернуть ручку "сброс" в направлении стрелки до упора;

окончив измерения, отключить питание, отсоединить шнур питания электродов, извлечь электроды из раствора, промыть в бензине и насухо протереть.

6.3.14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Удельное электрическое сопротивление ρ_0 (Ом · м) — величина, определяемая сопротивлением бурового раствора прохо-

дающему через него электрическому току, отнесенным к единице поперечного сечения и длины взятого объема бурового раствора.

Для измерения используется резистивиметр ПР-21.

Основные характеристики ПР-21

Диапазон измерения, Ом · м.....	От 0,03 до 50
Основная приведенная погрешность измерения, %	±5

Порядок работы:

установить ручку переключателя диапазонов "омметры" в диапазон ожидаемого сопротивления раствора или большего; наполнить измерительный сосуд раствором, закрыть его крышкой и вставить в зажимы;

проверить напряжение питания, установив переключатель "вид измерения" в позицию "Е"; при напряжении меньше 7,5 В батареи необходимо заменить;

установить ручку переключателя "вид измерения" в позицию "К"; ручкой потенциометра "калибровка" установить стрелку прибора на 0,7;

установить ручку переключателя "вид измерения" в позицию "У", а ручкой регулятора тока — стрелку прибора на 0,7;

установить ручку переключателя "вид измерения" в позицию ρ_0 , снять показания прибора; поправку к полученному значению электропроводности находят по таблице, приведенной в инструкции к прибору;

выключить прибор.

6.3.15. АНАЛИЗ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА

Определение показателя минерализации фильтрата

Показатель минерализации M — величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровом растворе и условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия.

Определение показателя минерализации по плотности фильтрата

Оборудование:

весы технико-химические до 200 г;

пикнометр стеклянный вместимостью 10—15 мл с притертой пробкой, оканчивающийся капилляром.

Порядок работы:

чистый сухой предварительно взвешенный пикнометр заполнить фильтратом и плотно закрыть пробкой, излишек жидкости слить через капилляр или отобрать с помощью пипетки;

пикнометр тщательно вытереть и взвесить с точностью до 0,01 г.

Плотность фильтрата (г/см³)

$$\rho = \frac{P_{\phi} - P_0}{V_n}, \quad (6.44)$$

где P_{ϕ} — масса пикнометра с фильтратом, г; P_0 — масса пустого пикнометра, г; V_n — объем пикнометра, см³.

Зная плотность исследуемого фильтрата, по табл. 6.11 определить содержание солей в фильтрате (в пересчете на хлористый натрий).

Определение показателя фильтрации по сухому остатку

Порядок работы:

в предварительно высушенную и взвешенную фарфоровую чашку постепенно влить отмеченное количество фильтрата (10–50 мл), чашку поместить на водяную баню и выпаривать;

после выпаривания всей жидкости дно чашки обтереть фильтровальной бумагой, поставить в сушильный шкаф и выдержать в течение 4–6 ч при температуре 105 °С;

чашку с сухим остатком выдержать в эксикаторе 45 мин и взвесить на аналитических весах, покрыв часовым стеклом.

Содержание сухого остатка (мг/л)

$$P_{c.o} = (P - P_1) \frac{1000^2}{a}, \quad (6.45)$$

где P — масса фарфоровой чашки с часовым стеклом и сухим остатком, г; P_1 — масса пустой фарфоровой чашки с часовым стеклом, г; a — объем исследуемого фильтрата, мл.

Необходимо отметить, что результаты анализов выражают в миллиграмм-эквивалентах (мг-экв) и в миллиграммах на 1 л фильтрата (мг/л).

Для вычисления в мг-экв/л при объемных определениях число миллилитров раствора, израсходованного на титрование, умножают на нормальность этого титрования раствора и на 1000 и делят на объем фильтрата, взятого для данного ана-

Таблица 6.12

Молекулярные и эквивалентные веса, значения мг-эквивалентов различных ионов

Ионы	Молекулярный вес	Эквивалентный вес	Мг-эквивалент, выраженный в		Множитель для пересчета в мг-экв	
			г	мг	г-ионов 1000	мг-ионов 1
					эквивалентный вес	1 эквивалентный вес
Cl^-	35,453	35,450	0,035	35	28,20	0,0282
CO_3^{2-}	60,000	30,000	0,030	30	33,33	0,0333
HCO_3^-	61,000	61,000	0,061	61	16,39	0,0164
SO_4^{2-}	96,060	48,000	0,048	48	20,82	0,0208
Ca^{2+}	40,080	20,040	0,020	20	40,90	0,0409
Mg^{2+}	24,310	12,150	0,012	12	82,84	0,0828
Na^+	22,980	22,980	0,023	23	43,48	0,0435
K^+	39,102	39,100	0,039	39	25,58	0,0256
Cr^{6+}	51,996	17,330	0,017	17	57,71	0,0577
CrO_3	152,000	25,330	0,025	25	39,47	0,0394
$\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7 \times 2\text{H}_2\text{O}$	298,030	49,670	0,049	49	20,13	0,0201
NaCl	58,448	58,448	0,058	58	17,10	0,0171
CaO	56,080	28,040	0,028	28	35,66	0,0356
CaO_4	136,15	68,070	0,068	68	14,69	0,0147

лиза. Пересчет мг-экв/л в мг/л проводят умножением числа мг-экв/л на эквивалентный вес определенного катиона или аниона.

В табл. 6.12 приведены молекулярные, эквивалентные веса и значения мг-экв различных ионов, а также множители для пересчета в мг-экв г-ионов и мг-ионов.

Титрованные растворы при наличии фиксаналов готовят из последних. Если фиксаналов нет, то их готовят указанными способами и устанавливают нормальность.

Определение кальция и магния

Для определения концентрации ионов Ca^{++} и Mg^{++} применяют комплексометрический метод.

Комплексометрическое определение кальция основано на способности трилона Б извлекать кальций из его растворимого окрашенного комплекса с мурексидом, вследствие чего розовая окраска раствора изменяется на фиолетовую.

Необходимые реактивы:

5 н. раствор кали едкого; 280 г безводного КОН или 460 г $\text{KOH} \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ растворить в воде, довести объем до 1 л и перемешать;

комплексон Ш (трилон Б, двунатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты, хелатон, ЭДТА и др.), 0,01 н. раствор; 1,8612 г х/ч реактива растворить в 200–300 мл дистиллированной воды при небольшом нагревании, отфильтровать и после охлаждения разбавить в мерной колбе до 1 л; установить нормальность комплексона по титрованному раствору $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$;

индикатор мурексид; смешать 1 мас. ч. мурексида и 99 мас. ч. KCl , смесь тщательно растереть до тонкого порошка и хранить в сухом виде; можно также использовать индикатор флуорексон (метод приготовления аналогичен мурексиду);

солянокислый гидроксилламин NH_2OHCl кристаллический.

Порядок проведения анализа:

1–2 мл фильтрата пипеткой перенести в коническую колбу вместимостью 250 мл, разбавить водой до 100 мл, добавить 5 мл 5 н. раствора KOH , 10 мг кристаллического гидроксилламина и 10–25 мг сухого индикатора мурексида; раствор при этом окрашивается в красный цвет;

титровать трилоном при энергичном перемешивании до появления устойчивой (не исчезающей в течение 3–5 мин) фиолетовой окраски;

в качестве свидетеля взять перетитрованную пробу;

если в качестве индикатора применяется флуорексон, то титрование вести от окраски желтого цвета с интенсивно зеленой флуоресценцией до оранжево-розового цвета.

Концентрацию ионов кальция рассчитывают по формулам

$$X_{\text{Ca}^{2+}} = \frac{VN \cdot 1000}{a}; \quad (6.46)$$

$$Y_{\text{Ca}^{2+}} = X_{\text{Ca}^{2+}} \Theta, \quad (6.47)$$

где $X_{\text{Ca}^{2+}}$, $Y_{\text{Ca}^{2+}}$ — концентрация ионов кальция соответственно в мг-экв/л и мг/л; V — объем раствора трилона Б, израсходованного на титрование, мл; N — нормальность раствора трилона Б; a — объем исследуемой пробы фильтрата, взятой для определения, мл.

Для определения магния необходимы следующие реактивы: комплексон Ш (трилон Б), 0,05 и 0,01 н. раствор; гидроксилламин солянокислый; буферный раствор, $\text{pH} = 11$; 20 г хлористого аммония NH_4Cl растворить в 500 мл дистиллированной воды, добавить 10 г KOH и 1 г NaOH , затем долить

400 мл 25 %-ного NH_4OH и дистиллированной водой довести объем до 1 л;

индикатор хромоген черный, сухая смесь с KCl в соотношении 1 : 99.

Порядок проведения анализа:

1–2 мл фильтрата (такое же количество, как и для определения кальция) разбавить дистиллированной водой до 50–100 мл;

ввести 5 мл буферной жидкости, 10–25 мг индикаторной смеси хромогена черного (щепотку) и гидроксиламина солянокислого (10–15 мг); титрование провести при энергичном перемешивании раствора комплексона до перехода окраски от вишнево-красной до сине-зеленоватой;

при большом содержании магния титрование вести 0,1 или 0,05 н., а при малых — 0,01 н. раствором комплексона; если в качестве индикатора применяется берилон, то окраска изменяется от синей до сиреневой.

Концентрацию ионов магния определяют по формулам

$$X_{\text{Mg}^{2+}} = \frac{(V_1 - V)N \cdot 1000}{a}, \quad (6.48)$$

$$Y_{\text{Mg}^{2+}} = X_{\text{Mg}^{2+}} \cdot \Xi,$$

где $X_{\text{Mg}^{2+}}$, $Y_{\text{Mg}^{2+}}$ — концентрация ионов магния соответственно в мг-экв/л и мг/л; V_1 — объем раствора комплексона, израсходованного на титрование пробы, мл; V — объем раствора комплексона, израсходованного на титрование пробы, мл; N — нормальность раствора трилона Б; a — объем пробы, взятой для анализа, мл.

Определение хлор-иона

Определение хлор-иона производится аргентометрическим и меркуриметрическим методами.

Аргентометрический метод основан на взаимодействии хлорид-ионов с ионами серебра в присутствии хромат-ионов.

Необходимые реактивы:

1. Азотнокислое серебро — 0,1 и 0,01 н. титрованный раствор.

Для приготовления 0,1 н. раствора 17 г AgNO_3 поместить в мерную колбу вместимостью 1000 мл и довести до метки дистиллированной водой; нормальность и титр раствора устано-

вить по хлористому натрию, для чего взять определенные объемы титрованного раствора NaCl и титровать приготовленным раствором AgNO₃ с индикатором — хромовокислым калием до появления не исчезающей кирпично-красной окраски.

Нормальность раствора определяют по формуле

$$N_{\text{AgNO}_3} = \frac{V_{\text{NaCl}} \cdot N_{\text{NaCl}}}{V_{\text{AgNO}_3}}, \quad (6.49)$$

где N_{AgNO_3} — нормальность раствора AgNO₃; N_{NaCl} — нормальность раствора NaCl; V_{AgNO_3} — объем титрованного раствора AgNO₃, мл; V_{NaCl} — объем титрованного раствора NaCl, мл.

2. Индикатор — хромовокислый натрий 10%-ной концентрации;

3. 0,1 н. раствор H₂SO₄.

Порядок проведения анализа:

в зависимости от результатов приближенного определения хлор-иона (качественная реакция) отобрать пипеткой 1—10 мл фильтрата бурового раствора;

добавить 50 мл дистиллированной воды;

оттитровать карбонат и гидрокарбонат-ионы, как описано выше;

добавить 1 мл 10 %-ного раствора хромовокислого калия;

титровать 0,1 или 0,01 н. раствором AgNO₃ при постоянном перемешивании до перехода желтой окраски раствора в красновато-бурую;

для определения иона хлора можно использовать также фильтрат, в котором оттитрована общая щелочность.

Концентрацию хлор-иона определяют по формулам

$$X_{\text{Cl}^-} = \frac{VN \cdot 1000}{a}; \quad (6.50)$$

где X_{Cl^-} , Y_{Cl^-} — содержание хлор-иона соответственно в мг-экв/л и мг/л; V — объем раствора AgNO₃, израсходованного на титрование, мл; N — нормальность раствора AgNO₃; a — объем фильтрата, взятого для анализа, мл; Э — эквивалент хлор-иона, равный 35,5.

Меркуриметрический метод основан на том, что ион двухвалентной ртути образует с хлор-ионом растворимый, но малодиссоциирующий хлорид ртути.

Необходимые реактивы:

0,05 н. раствор азотной кислоты: готовится разведением 3,5 мл концентрированной HNO_3 водой до 1 л; нормальность проверяют обычным титрованием;

раствор индикатора: 0,5 г дифенилкарбазона и 0,05 г бромфенолового синего переносят в мерную колбу вместимостью 100 мл и разбавляют до метки 95 %-ным раствором этилового спирта;

0,1 н. раствор ртути азотнокислой: 16,3 г $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ растворяют в 100 мл дистиллированной воды, содержащей 1–1,5 мл концентрированной HNO_3 , и разбавляют раствор водой до 1 л;

нормальность раствора азотнокислой ртути устанавливают по 0,1 н. раствору NaCl в таких же условиях, которые описаны для определения хлор-иона.

Порядок проведения анализа:

отмерить в коническую колбу исследуемый фильтрат бурового раствора с таким расчетом, чтобы в нем содержалось 1–2 мг-экв Cl^- ;

разбавить дистиллированной водой до 50 мл и прибавить 10 капель индикатора, состоящего из смеси бромфенолового синего и дифенилкарбазона;

нейтрализовать полученный раствор 0,05 н. раствором HNO_3 до перехода окраски в желтый цвет, после чего прибавить еще 0,5 мл 0,05 н. раствора HNO_3 и титровать по каплям 0,1 н. раствором $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ до сине-фиолетового цвета.

Концентрацию хлор-иона рассчитывают по формулам

$$X_{\text{Cl}^-} = \frac{VH \cdot 1000}{a}, \quad (6.51)$$

$$Y_{\text{Cl}^-} = X_{\text{Cl}^-} \cdot \mathcal{E}, \quad (6.52)$$

где X_{Cl^-} , Y_{Cl^-} — концентрация хлор-иона соответственно в мг-экв/л и мг/л; V — объем раствора $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$, израсходованного на титрование, мл; H — нормальность раствора HgNO_3 ; a — объем фильтрата, взятого для анализа, мл; $\mathcal{E}$ — эквивалент хлор-иона, равный 35,5.

Определение сульфат-ионов

Определение сульфатов производится весовым и титрометрическим методами.

Весовой метод основан на чрезвычайно малой растворимости сульфата бария в воде. В исследуемом фильтрате

сульфат-ион осаждается хлоридом бария, в результате чего в осадок выпадает сульфат бария.

Необходимые реактивы:

раствор HCl (1 : 1);

5 %-ный раствор $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$: 58,6 г кристаллического хлористого бария растворить в воде и довести объем до 1 л; через сутки раствор профильтровать через плотный фильтр (синяя лента);

0,02 н. раствор AgNO_3 : 3,4 г азотнокислого серебра растворить в дистиллированной воде и довести объем водой до 1 л.

Порядок проведения анализа:

прежде чем определять концентрацию сульфатов в фильтрате бурового раствора, необходимо провести предварительные качественные исследования;

в пробирке к 1 мл фильтрата добавить 1 каплю раствора соляной кислоты (1 : 1); 1–2 капли 5 %-ного раствора BaCl_2 и содержимое пробирки нагреть; выпадение осадка или образование мути указывает на наличие сульфатов в пробе;

после проведения качественных испытаний приступить к количественному определению сульфат-ионов;

10–20 мл фильтрата перенести пипеткой в химический стакан;

добавить 2–3 капли индикатора метилового оранжевого или метилового красного и по каплям — соляную кислоту (1 : 1) до появления красного окрашивания раствора;

нагреть раствор до кипения и медленно по каплям добавить нагретый до 70–80 °С осадитель — хлористый барий; при постепенном осаждении получается крупнозернистый осадок;

стакан с осадком оставить отстаиваться на 2–3 ч для того, чтобы BaSO_4 полностью выделился из пересыщенного раствора, после чего произвести проверку на полноту осаждения SO_4^{2-} следующим образом: в прозрачный отстоявшийся раствор по стенке стакана прилить несколько капель осадителя. При появлении даже незначительной мути необходимо снова нагреть раствор, прилить избыток осадителя и выдерживать осадок для отстаивания в течение 3–4 ч. Если осадок незначителен, то время отстаивания увеличивается до 12–24 ч, после чего можно приступить к фильтрованию;

фильтрование провести через двойной плотный фильтр (синяя лента) диаметром 7–9 см, предварительно смочив его кипящей дистиллированной водой;

осадок на фильтре промыть холодной дистиллированной

водой до прекращения реакции на Cl^- при прибавлении к пробе нескольких капель 0,02 н. раствора AgNO_3 ;

фильтр с осадком подсушить, поместить во взвешенный фарфоровый тигель, озолиить и прокалить при температуре около 800°C в течение 25–30 мин; повторные прокаливания (15–20 мин) ведут до постоянного веса;

по весу осадка BaSO_4 определить концентрацию сульфат-иона.

Концентрацию сульфат-иона рассчитывают по формулам

$$Y_{\text{SO}_4^{2-}} = 0,4114P \cdot 1000 \frac{1000}{a}; \quad (6.53)$$

$$X_{\text{SO}_4^{2-}} = \frac{Y_{\text{SO}_4^{2-}}}{\Xi}, \quad (6.54)$$

где $Y_{\text{SO}_4^{2-}}$, $X_{\text{SO}_4^{2-}}$ — концентрация сульфат-иона в мг/л и мг-экв/л; P — масса остатка сульфата бария, г; a — объем фильтрата, взятого для анализа, мл; 0,4114 — коэффициент для пересчета массы сульфата на сульфат-ион; Ξ — эквивалентный вес SO_4^{2-} , равный 48,03.

Сущность комплексометрического (объемного) метода заключается в осаждении сульфат-ионов определенным количеством титрованного раствора хлорида бария, избыток которого затем оттитровывается в присутствии ионов магния и индикатора-хромогена черного раствором трилона Б.

Метод дает точные результаты, если концентрация ионов SO_4^{2-} в объеме фильтрата, взятого для анализа, не превышает 0,6 мг-экв/л (качественная проба дает заметный осадок BaSO_4). При большом осадке следует разбавлять исследуемый фильтрат, при малом — сгущать выпариванием.

Необходимые реактивы:

0,05 н. раствор хлористого бария: 6,11 $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ растворить в дистиллированной воде и довести объем до 1 л; нормальность раствора установить по титрованному раствору трилона Б;

0,05 н. раствор хлористого магния: 5,08 г $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ растворить в дистиллированной воде до объема 1 л; нормальность раствора установить по титрованному раствору трилона Б;

трилон Б (комплексон Ш), 0,05 н. раствор: 9,3 г трилона Б растворить в дистиллированной воде и довести объем до 1 л;

нормальность раствора устанавливают по перекристаллизованному $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$;

аммиачная буферная смесь: NH_4Cl — 20 г, NaOH — 7 г, KOH — 10 г, NH_4OH — 400 мл; растворить хлористый аммоний в дистиллированной воде, добавить необходимое количество NaOH и KOH , затем влить концентрированный аммиак (25 %-ный) и довести объем смеси до 1 л дистиллированной водой;

сухая индикаторная смесь хромогена черного с KCl 1 : 99;

соляная кислота плотностью 1,19 г/см³;

аммиак 10 %-ной концентрации;

гидроксилламин солянокислый или сернокислый.

Порядок проведения анализа:

пробу фильтрата поместить в коническую колбу на 25 мл; разбавить водой до 100 мл;

подкислить соляной кислотой до изменения окраски бумажки конго в сине-фиолетовую ($\text{pH} = 3$); кипятить в течение нескольких минут для удаления углекислого газа, сразу же добавить 5–10 мл 0,05 н. раствора хлористого бария и оставить в покое для охлаждения до комнатной температуры;

нейтрализовать фильтрат аммиаком (до покраснения бумажки конго, $\text{pH} = 5,2$);

прилить равное количеству BaCl_2 количество 0,05 н. раствора хлорида магния и, не отфильтровывая осадка, внести 5–10 мг гидроксилламина, 10–25 мг индикатора — хромогена черного;

добавить 5–10 мл аммиачно-буферной смеси и титровать 0,05 н. раствором трилона Б до изменения окраски от винно-красной до сине-голубой; в конце титрования следует ввести индикатор дополнительно;

после этого (или предварительно) оттитровать смесь растворов $\text{BaCl}_2 + \text{MgCl}_2$, взятых в тех же объемах, которые внесены в испытываемый раствор; разбавить смесь дистиллированной водой до 100 мл, добавить 5 мл буферной смеси, прибавить хромоген черный и титровать трилоном Б; этим титрованием устанавливают количество ионов бария, внесенного в раствор для осаждения сульфат-ионов.

Сумма щелочно-земельных элементов, как правило, известна, так как анализ на определение Ca^{2+} и Mg^{2+} проводится заранее.

Концентрацию сульфат-иона рассчитывают по формулам

$$X_{\text{so}_4^{2-}} = [V_1 - (V_2 - V_3)]N \frac{1000}{a}; \quad (6.55)$$

$$Y_{\text{SO}_4^{2-}} = X_{\text{SO}_4^{2-}} \cdot \dot{u}, \quad (6.56)$$

где $X_{\text{SO}_4^{2-}}$, $Y_{\text{SO}_4^{2-}}$ — концентрация сульфат-ионов, мг-экв/л и мг/л;
 V_1 — объем трилона Б, израсходованного на титрование отдельной пробы смеси $\text{BaCl}_2 + \text{MgCl}_2$, мл; V_2 — объем трилона Б, израсходованного на титрование пробы фильтрата, мл;
 V_3 — объем трилона Б, израсходованного на титрование суммы $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$, мл; N — нормальность раствора трилона Б;
 $\dot{u}$ — эквивалент аниона SO_4^{2-} , равный 48; a — объем фильтрата, взятого на определение сульфатов, мл.

Определение суммы щелочных металлов

Прямое определение ионов щелочных металлов химическими методами занимает много времени, поэтому практически удобнее определять сумму натрия и калия по разности анионов и катионов. Вычисление проводят следующим образом:

просуммировать мг-эквивалентный состав катионов (Ca^{2+} и Mg^{2+}) в исследуемом фильтрате;

просуммировать мг-эквивалентный состав анионов (CO_3^{2-} , HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-});

из суммы мг-эквивалентов анионов вычесть сумму мг-эквивалентов катионов; найденная разность равна сумме щелочных металлов ($\text{Na}^+ + \text{K}^+$) в фильтрате.

Определение калия

Для определения концентрации калия используются:

экспрессный седиментационный кобальтинитритный метод;

метод ускоренного определения калия.

Экспрессный седиментационный и кобальтинитритный метод основан на образовании осадка кобальтигексанитрата калия при осаждении ионов калия кобальтинитритным реактивом. Количество осадка пропорционально содержанию калия, которое определяется по калибровочным кривым.

Необходимые химические реактивы и растворы:

кобальтинитритный реактив; готовится двумя способами:

1) 30 г азотнокислого кобальта растворяют в 60 мл дистиллированной воды, одновременно в другом стакане 50 мл нит-

рита натрия растворяют в 100 мл дистиллированной воды; оба раствора сливают и прибавляют 10 мл ледяной уксусной кислоты; через сутки раствор фильтруют;

2) 50 г хлористого кобальта растворяют при нагревании в 50 мл дистиллированной воды и отдельно 150 г нитрита растворяют в 500 мл воды; растворы охлаждают, сливают вместе и к полученной смеси добавляют 50 мл 50 %-ной уксусной кислоты; через сутки раствор фильтруют.

Кобальтинитритный реактив хранят в темном месте.

Порядок работы:

для получения осадка кобальтинитрита $K[NaCa(NO_2)]$ необходимо в пробирку вместимостью 10–15 мл отмерить пипеткой 5 мл фильтрата, подкислить ледяной уксусной кислотой, добавить 54 мл кобальтинитритного реактива и 1–2 мл дистиллированной воды; сразу же должно наблюдаться выпадение осадка;

пробирку слегка встряхнуть, закрыть резиновой пробкой и поместить в центрифугу;

после 3 мин перемешивания в центрифуге измерить линейкой высоту осадка.

Для получения калибровочной кривой по серии эталонных растворов, содержащих 5000, 10 000, 20 000, 30 000, 5000 мг/л хлорида калия, что соответствует 0,5–5 %, необходимо:

в мерных колбах на 100 мл разбавить приготовленный раствор, содержащий 10 000 мг/л 10 %-ного хлорида калия (лучше из фиксанала);

осаждение калия из эталонных растворов провести описанным выше методом.

По концентрации эталонных растворов и соответствующим значениям высоты осадка строят калибровочную кривую, которая пригодна только для данной пробирки (в ней же определяется и концентрация калия в фильтрате бурового раствора).

Для получения осадка одинаковой плотности как в пробах фильтрата, так и в эталонных растворах центрифугирование должно проводиться при постоянной скорости вращения и неизменном напряжении на клеммах электродвигателя центрифуги.

Измеренное в миллиметрах значение высоты осадка необходимо нанести на калибровочную кривую и отсчитать по ней концентрацию калия.

Метод ускоренного определения содержания калия основан на том, что тетрафенилборат калия относительно плохо растворяется в воде, тогда как тетрафенилборат

натрия — хорошо. Осаждающим веществом для калия служит 2—4 %-ный раствор тетрафенилбората натрия, который должен быть совершенно чистым.

Необходимое оборудование и реактивы:

конические колбы вместимостью 250 мл, водно-ледяная ванна, термометр, пористые тигли, вакуумный насос, сушильный шкаф с подогревом до 120 °С и подставка для тиглей;

стандартный калиевый раствор: растворить 1,9068 г KCl в воде и разбавить до объема 1 л;

гидроокись алюминия — одномольный раствор: растворить 15 г гидроокиси алюминия в воде и разбавить до объема 100 мл;

хлорид алюминия — 0,2 н. раствор: растворить 0,889 г $AlCl_3$ в воде и разбавить до объема 100 мл;

тетрафенилборат натрия: растворить в воде 3,4 г тетрафенилбората натрия, добавить 5 мл одномольного раствора $Al(OH)_3$ и разбавить до 100 мл, хорошо перемешать и профильтровать через пористый фильтр-тигель непосредственно перед употреблением;

промывочный раствор: добавить в 3 мл раствора тетрафенилбората натрия 0,5 мл уксусной кислоты и разбавить водой до объема 100 мл;

1 н. раствор соляной кислоты.

Все применяемые реагенты должны быть аналитически чистыми и приготавливаться на дистиллированной воде.

Порядок проведения анализа:

25 мл исследуемого фильтрата поместить в коническую колбу вместимостью 250 мл;

довести pH раствора до 4—5, добавляя 1 н. раствора HCl;

раствор прокипятить, если возможно наличие аммония;

добавить к раствору 3 капли 0,2 н. раствора $AlCl_3$ и поставить колбу на 20 мин в водно-ледяную баню при температуре 0 °С;

добавить 10 мл раствора тетрафенилбората натрия, предварительно охлажденного до 0 °С, перемешать раствор интенсивным встряхиванием и поставить в баню на 5 мин, после чего содержимое колбы перенести в пористый тигель; для удаления из колбы остатков осадка используется холодный промывочный раствор (не более 50 мл);

поставить тигель в сушильный шкаф с температурой 120 °С и высушить до постоянного веса.

Концентрация калия (мг/л)

$$A = \frac{P \cdot 1000}{Y \cdot 91,7} = \frac{P \cdot 10,9}{Y}, \quad (6.57)$$

где P — масса осадка, мг; Y — объем фильтрата, взятый для определения, мл; 91,7 — переводной коэффициент от тетрафенилбората калия к калию.

Определение извести

Порядок проведения анализа:

отобрать шприцем 1 мл бурового раствора, перенести в стеклянный стаканчик и добавить 50 мл дистиллированной воды;

потенциометрически титровать смесь 0,02 н. раствором серной или соляной кислот до $pH = 8,2$, после окончания титрования электроды промыть водой;

в другой стаканчик отобрать 1 мл фильтрата, добавить 50 мл воды и провести титрование тем же титрованным раствором кислоты.

Концентрация извести в буровом растворе (мг/л)

$$C = 0,02(V_p - V_{ж}P\rho)37, \quad (6.58)$$

где $V_{ж}$ — количество серной кислоты, израсходованной на титрование 1 мл фильтрата, мл; V_p — количество серной кислоты, израсходованной на титрование 1 мл бурового раствора, мл; P — массовая концентрация жидкой фазы в буровом растворе; ρ — плотность бурового раствора, г/см³; 0,02 — нормальность серной кислоты; 37 — эквивалентный вес Ca(OH).

6.3.16. ОЦЕНКА ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Определение коэффициента коллоидальности глинопорошка

Увлажняют просеянный глинопорошок до содержания влаги в нем 20 % (по массе).

Увлажнение глинопорошка проводят дистиллированной водой при тщательном разбурировании и перемешивании. Влажность увлажненного глинопорошка определяют в соответствии с рекомендациями [12].

Навеску увлажненного глинопорошка в количестве 20 г засыпают в пресс-форму, предварительно смазав внутреннюю часть цилиндра небольшим количеством солидола.

Прессование производят при давлении 40,0 МПа в течение

5 мин. Время набора рабочего давления с момента движения поршня пресс-формы составляет 30–40 с.

Из пресс-формы выпрессовывают образец и парафинируют его торцы, окунув их в расплавленный парафин на глубину 2 мм.

Приготавливают 1000 см³ водного раствора химреагентов, аналогичных химической обработке растворов. Если контроль ведется в процессе бурения, то исследуется непосредственно глинистый раствор. Проба раствора или композиции реагентов используется только для одной серии опытов.

Спрессованные образцы глины устанавливают на специальные подставки, взвешивают вместе с ними и опускают в кристаллизатор (массу подставок определяют заранее).

В кристаллизатор заливают приготовленную среду так, чтобы ее уровень был выше верхнего торца образцов. Серия экспериментов проводится по пяти параллельным образцам.

Время выдержки в исследуемых средах — 4 ч. По истечении указанного времени образцы вместе с подставками вынимают из среды, убирают капли раствора фильтровальной бумагой и взвешивают с точностью до 0,1 г.

При испытании бурового раствора образцы, выдержанные в среде, дополнительно освобождают от налипшей корки.

Температура при проведении экспериментов не должна превышать 30 °С.

Определение показателя увлажняющей способности

Показатель увлажняющей способности для любого раствора рассчитывают по формуле

$$\Pi = \frac{V_{\tau}}{\tau^B}, \quad (6.59)$$

где Π — показатель увлажняющей способности, 1 ч^{1+B}; V_{τ} — текущая скорость увлажнения, 1/ч; τ — время увлажнения образцов, ч; B — показатель степени, определяемый по формуле $B = k - 0,85$ (k — коэффициент коллоидальности глины, определяемый по метиленовой сини).

Текущая скорость увлажнения

$$V_{\tau} = \frac{A}{\tau},$$

где A — процент увлажнения образца.

Процент увлажнения образца определяется как средне-

арифметическое по 5 параллельным образцам и рассчитывается по формуле

$$A = \frac{\sum_{n=1}^5 \frac{p_n'' - p_n'}{p_n'}}{5} 100, \quad (6.60)$$

где p_n' — исходная масса образца, г; p_n'' — масса увлажненного образца, г.

6.3.17. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ПЕН

В фарфоровый стакан вместимостью 500–700 см³ заливают 100 см³ раствора пенообразователя. Раствор вспенивают пропеллерной мешалкой, которая приводится во вращение от электромотора со скоростью 1440 об/мин. Продолжительность вспенивания 5 мин. В первые 3 мин стакан с пенообразователем неподвижен, а крыльчатка погружена в жидкость. В течение этого времени весь объем жидкости переходит в пену, пузырьки которой имеют различный размер. Для раздробления (диспергирования) крупных пузырьков воздуха (что способствует получению более устойчивой пены) в последующие 2 мин, не прекращая вращения пропеллером, фарфоровый стакан с пеной периодически поднимают вверх и опускают вниз. После остановки пропеллера включают секундомер и отсчитывают время продолжительности “жизни” пены. Объем получившейся пены характеризует пенообразующую способность пенообразователя. С помощью секундомера определяют время выделения половины пенообразующей жидкости в результате разрушения пены.

Средняя скорость выделения жидкости будет равна половине взятого ее количества (т.е. 50 см³), деленного на время, за которое это количество жидкости выделилось из пены:

$$\gamma_c = \frac{50}{\tau_{50}}, \text{ см/с}, \quad (6.61)$$

где τ_{50} — время выделения 50 см³ пенообразующей жидкости.

Устойчивость пены выражается величиной, обратной скорости выделения пенообразующей жидкости:

$$S = \frac{1}{\gamma_c}, \quad (6.62)$$

где S — устойчивость пены, с/см³.

6.3.18. ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

В связи с тем, что сульфиды (и газообразный сероводород), находящиеся в буровом растворе, подвержены влиянию окружающей среды и могут изменяться как в качественном, так и в количественном отношении, для объективности данных об их присутствии в буровом растворе необходимо пробу отбирать при минимальной длительности контакта раствора с атмосферным воздухом. Хранить пробы необходимо в стеклянном герметичном сосуде, заполненном так, чтобы в пене не оставалось свободного объема для воздуха. Для возможности проведения повторных исследований объем одной пробы должен быть не менее 500 см³. Пробу необходимо подвергнуть анализу по истечении не более суток с момента отбора, записав следующие сведения: дату и время отбора, параметры бурового раствора, вид работ в скважине (промывка, бурение и др.), подачу бурового насоса, конструкцию скважины, глубину спуска бурильной колонны.

Аппаратура, реактивы и материалы: баллон с азотом; редуктор к баллону; склянки Дрекселя; бюретки; коническая колба с притертой пробкой; шприц; мерные цилиндры; 2 %-ный раствор ацетата цинка; 0,1 н. раствор иода; 0,1 н. раствор тиосульфата натрия; 10 %-ный раствор соляной кислоты, 40 %-ный раствор серной кислоты, 1 %-ный раствор крахмала.

Установка для анализов представляет собой батарею склянок Дрекселя, соединенных между собой резиновыми шлангами. Склянка 1 предназначена для пробы, 2 — служит пенной подушкой. Склянки 3—4 заполняются поглотительным раствором. К первой склянке через редуктор подключен баллон с азотом.

В склянки 3 и 4 помещают по 20 см³ поглотительного раствора (12 %-ный раствор ацетата цинка).

Через всю батарею для вытеснения воздуха в течение 5 мин пропускают слабую струю азота. Шприцем переносят 20 см³ пробы бурового раствора в склянку 1.

Повторным продуванием в течение 2 мин отделяют свободный и растворенный в пробе сероводород с улавливанием его в склянках 3 и 4, где он превращается в сульфид цинка.

Содержимое склянок 3 и 4 переносят в колбу для титрования с притертой пробкой, туда же прибавляют избыток раствора иода известной концентрации, а также 10 см³ 10 %-ной соляной кислоты. Колбу закрывают пробкой и оставляют на 5 мин в темноте. Затем оттитровывают избыток иода раство-

ром тиосульфата натрия по крахмалу до обесцвечивания. Одновременно определяют объем раствора тиосульфата, расходуемого на титрование такого же объема иода, какой был прибавлен к пробе.

Содержание растворенного в буровом растворе (и глинообразного) сероводорода C' H_2S (%) вычисляют по формуле

$$C' = (a - b)kNЭ \cdot 100/Vd, \quad (6.63)$$

где a — объем раствора тиосульфата натрия, расходуемый на титрование прибавленного объема раствора иода, см^3 ; b — объем раствора тиосульфата натрия, израсходованный на титрование избытка иода, см^3 ; k — поправочный коэффициент для концентрации раствора тиосульфата натрия; N — нормальность раствора тиосульфата натрия; V — объем исследуемого раствора, см^3 ; $Э$ — эквивалент сероводорода; d — плотность H_2S при нормальных условиях, г/дм^3 (мг/см^3).

В склянку впрыскивают 40 %-ный раствор соляной кислоты, вновь продувают установку азотом в течение 20 мин и аналогично описанному выше определяют C'' — содержание H_2S , выделившегося из пробы бурового раствора в результате разложения сульфидов (водорастворимых и неводорастворимых в сумме).

Общее содержание сульфидов в пересчете на газообразный сероводород, содержащийся в пробе бурового раствора, определяется суммированием найденных величин:

$$C^o = C' + C''. \quad (6.64)$$

6.3.19. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ В РАСТВОРЕ

Для определения содержания ПАВ в фильтрате бурового раствора существуют разные методы.

Широкое применение находит метод контроля за содержанием ПАВ в глинистых растворах, основанный на сравнении значений поверхностного натяжения фильтра проб раствора, отобранного в процессе бурения, и поверхностного натяжения водных растворов ПАВ известной (эталонной) концентрации на границе с керосином или с воздухом.

Для каждой концентрации ПАВ определяют поверхностное натяжение на границе с керосином, составляют таблицу и строят график изменения поверхностного натяжения в зависимости от концентрации ПАВ.

В фильтрате пробы бурового раствора определяют поверхностное натяжение и по таблице находят соответствующую концентрацию ПАВ.

Наиболее простым является сталагмометрический метод определения поверхностного натяжения фильтратов буровых растворов, обработанных ПАВ, на границе с керосином. В основе его лежит измерение на приборе-сталагмометре объема капли, образующейся при выдавливании из капилляра одной жидкости в другую.

Поверхностное натяжение вычисляют по формуле

$$\sigma = (\rho' - \rho'')K, \quad (6.65)$$

где V — объем капли в показаниях шкалы прибора; ρ' — плотность раствора ПАВ, г/см³; ρ'' — плотность керосина, г/см³; K — константа прибора.

6.3.20. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОРРОЗИОННЫХ СВОЙСТВ

Буровое оборудование и инструменты, находящиеся в контакте с буровыми растворами, подвергаются нескольким видам коррозии: кислородной; коррозии, вызванной углекислым газом (СО₂); сероводородной. Существуют различные методы определения коррозионных свойств буровых растворов.

Один из них разработан фирмой "Бароид". Используют предварительно напряженные ролики, на которых имеется выполненное на прессе под давлением 280 МПа специальное углубление. При этом в ролике осталось напряжение металла. Эти ролики погружаются в буровой раствор; при наличии коррозии на них образуются трещины в том месте, где создано напряжение в металле при изготовлении образцов.

Другие методы для определения коррозионных свойств бурового раствора сводятся к погружению пластинок из стали, из которой изготовлены бурильные трубы, в буровой раствор с последующей термической обработкой в течение определенного периода времени.

Потом по разнице масс пластинок до и после опыта вычисляют изменение массы пластинок на единицу поверхности и времени. Эти величины характеризуют коррозионные свойства бурового раствора (скорость коррозии металла в исследуемом растворе).

6.3.21. СЖИМАЕМОСТЬ КОРКИ

Сжимаемость корки измеряют приборами для исследования прихватов. Методика заключается в формировании корки и доводке до ее поверхности плоского идентора. Когда корка сжимается, изменяется ее конечная толщина. Разница в толщине, отнесенная к первоначальной толщине, есть сжимаемость.

6.3.22. ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА

Теплоемкость измеряют модифицированным калориметром. Он состоит из тонкостенной латунной ампулы с исследуемым раствором, помещенной в герметизируемый сосуд; внутрь ампулы вставляют перфорированный нагреватель с бифилярной константовой обмоткой. Разность температур измеряется дифференциальной медьконстантовой термобатареей, изменения ЭДС которой отмечают зеркальным гальванометром с точностью до $0,07^\circ$. Об изменениях температуры раствора судят по металлическому термометру, установленному в термостате. Теплоемкость пробы вычисляют по формуле

$$C = \frac{Q / \Delta t - W_k}{M}, \quad (6.66)$$

где Q — количество подведенного тепла, рассчитываемое по формуле $Q = 0,239 I^2 R t'$; Δt — подъем температуры, $^\circ\text{C}$; W_k — константа калориметра, $\text{кал}/^\circ\text{C}$; M — навеска раствора, г; R — омическое сопротивление нагревания, Ом; t' — длительность нагрева, с.

Коэффициент теплопроводности определяют методом цилиндрического слоя. Чтобы сделать возможным измерение тиксотропных систем, толщина слоя увеличена до 1 мм. В еще более толстых слоях измерения искажаются конвективными потоками. Основная часть прибора состоит из стеклянных пробирок, коаксиально соединенных на шлифе. В зазор между ними заливают исследуемый раствор. Внутреннюю пробирку заполняют ртутью, в которую погружают нагревательный элемент и спаи дифференциальной термопары. "Холодные" спаи находятся в термостатирующей жидкости. При известном напряжении и токе нагревателя с помощью зеркального гальванометра измеряют возникающую ЭДС термопары. Коэффициент прибора рассчитывают по формуле

$$\lambda = \frac{d}{b / W_k - b}, \quad (6.67)$$

где b, d — константы прибора, определяемые комбинированными способами на жидкостях с известными теплопроводностями (ртуть, глицерин, вода); все измерения проводятся при температурах 25, 45, 65 и 85 °С.

Коэффициент теплопроводности

$$k_T = \frac{\lambda}{\rho C}, \quad (6.68)$$

где ρ — плотность, г/см³; λ, C — находят из уравнений.

6.4. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА

6.4.1. ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА МАТЕРИАЛОВ

Качество крепления скважин характеризуется герметичностью обсадной колонны и степенью разобщения пластов тампонажным материалом, зависящими от свойств материала, его объема, режима цементирования и других факторов.

Поэтому при приготовлении тампонажного раствора с заданными свойствами уделяется большое внимание. Разработаны технические средства и методика контроля параметров тампонажного раствора.

В разработке методики принимали участие А.И. Булатов, А.Е. Горлов, В.И. Демихов, Е.С. Шмаков, А.П. Руденко и др.

Методика предусматривает входной контроль качества тампонажных материалов.

При входном контроле для проверки соответствия качества поставляемых материалов требованиям стандартов или ТУ отбирают пробу (не менее 10 кг от всей массы материала, подлежащего проверке). При поставке в вагонах незатаренных материалов пробы отбирают пробоотборником обязательно из каждого вагона не менее чем в восьми точках с разной глубины по схеме "двойного конверта". При поставке цемента в авто- или железнодорожных цементовозах пробы отбирают через люки с помощью щупа, укрепленного на длинном шесте, из трех точек по высоте слоя материала: на глубине 20 см от поверхности, в середине и на глубине 20 см от дна емкости. Пробы материалов, упакованных в мешки, получают с помощью пробоотборника через клапаны с глу-

бины 3/4 мешка. Для этого из каждого вагона отбирают случайным образом или по "правилу конверта" не менее 10 мешков.

Среднюю пробу получают перемешиванием частичных проб и дальнейшим квартованием.

Пробы комковых материалов отбирают так же, как и сыпучих, но при отборе частичных проб соотношение комков различной величины должно быть таким же, как и во всей массе материала. Перед смешиванием и квартованием среднюю пробу подвергают дроблению.

Для отбора частичных проб материалов, поставляемых в барабанах (хлористый кальций, едкий натр и т.д.), последние вскрывают по продольному шву и из трех мест по высоте барабана отбирают пробы, которые смешивают, а затем разделяют на две равные части. Для получения средней пробы частичные отбирают не менее чем из 5 % от общего числа барабанов.

Статистический контроль проводят при неудовлетворительных результатах обычного контроля, при нарушении стабильности технологического процесса завода-поставщика, приемке новых видов продукции при недостаточной уверенности потребителя в качестве продукции.

Проведение статистического контроля увеличивает объем испытаний, но позволяет получить более объективную оценку качества принимаемой продукции.

Статистический контроль осуществляется в соответствии с ГОСТ 18242—86.

При статистическом контроле составляют план контроля и проводят оценку качества каждой пробы. Решение о приемке или браковке партии цемента или других тампонажных материалов принимают по результатам испытаний с учетом заданных значений риска поставщика и потребителя.

При приемке тампонажных материалов целесообразно использовать одноступенчатый план контроля, при котором производят однократную выборку проб, подлежащих испытанию. При этом, если количество дефектных проб (не соответствующих по качеству требованиям стандартов, ТУ или паспортным значениям показателей) в выборке меньше или равно приемочному числу, то партия принимается. Партия бракуется, если количество дефектных проб в выборке больше или равно браковочному числу.

Исходя из технологических требований к качеству исходных материалов задаются приемочным уровнем качества в процентах (табл. 6.13).

Таблица 6.13

Данные для проведения входного статистического контроля

Объем партии	Объем выборки	Приемочные и браковочные числа при приемочном уровне качества, %							
		1,0	1,5	2,5	4,0	6,5	10	15	25
2–8	2			↓	↓	0 1	↓	↓	1 2
9–15	3				0 1	↑		1 2	2 3
16–25	5			0 1			1 2	2 3	3 4
26–50	8	0 ↓ 1	0 ↓ 1	↑	↓	1 ↓ 2	2 3	3 4	5 6
51–90	13	0 1	↑		1 2	2 3	3 4	5 6	7 8
91–150	20	0 1		1 ↓ 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11
151–280	32	1 2	1 ↓ 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15
281–500	50	1 ↑ 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22
501–1200	80	2 ↓ 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	
1201–3200	125	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22		
3201–10000	200	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22			
10001–35000	315	7 8	10 11	14 14	21 22		↑		

Примечание. ↓ — применяются приемочное и браковочное числа, которые расположены под стрелкой; ↑ — применяются приемочное и браковочное числа, которые расположены над стрелкой.

Объем выборки определяют исходя из объема партии и приемочного уровня качества.

Объем партий, предъявляемых на контроль, устанавливают в нормативно-технической документации на продукцию.

Если тампонажные материалы поставляются затаренными в мешки, то единицей продукции считается один мешок. Если тампонажные материалы поступают в емкостях "россыпью", то количество единиц продукции в партии определяют делением общей массы партии на 50 кг.

Для определения приемочного и браковочного чисел и объема выборки в табл. 6.13 находят графу, соответствующую значению выбранного показателя качества. Двигаясь далее в направлении, указанном стрелкой, необходимо найти числа, расположенные под (над) стрелкой. Слева — C_1 — приемочное число, справа — C_2 — браковочное число. Объемы выборок указаны в вертикальной графе 3 в той же строке, что и найденные числа.

Пример применения правил статистического контроля

На территориальную базу снабжения поступила партия тампонажного цемента с завода-поставщика, на котором осуществлен переход на новую технологию производства продукции. Принимается решение о проведении статистического контроля.

Учитывая, что требования к качеству цементов высоки, выбираем уровень качества равным 1,5 %.

Контролю подлежит партия цемента 500 т, что составляет 1000 мешков по 50 кг.

По таблице входного статистического контроля находим: объем выборки — 200; приемочное число $C_1 = 7$; браковочное число $C_2 = 8$.

Следовательно, если при испытании 200 проб количество дефектных проб в выборке меньше или равно $C_1 = 7$, то партия принимается; если больше или равно браковочному числу $C_2 = 8$, то партия бракуется.

При длительном хранении тампонажных материалов их свойства изменяются.

Для выполнения работ по цементированию скважин необходима информация о наличии на складах пригодных для цементирования материалов. Эту информацию получают с помощью контроля качества тампонажных материалов в процессе их хранения.

Контроль качества цементов и других тампонажных материалов по истечении гарантийного срока хранения необходимо производить с периодичностью, определенной в зависимости от видов материалов и условий хранения.

Испытания для определения показателей качества и их перечня регламентируются ГОСТами, а также нормативно-технической документацией (НТД) на специальные виды цементов и тампонажные материалы.

При отклонении любого из показателей от допустимых значений, указанных в соответствующей НТД, отбор проб и испытания проводят повторно и принимают решение об отбраковке некондиционных объемов материалов.

Контроль при хранении тампонажных материалов осуществляется представителями лаборатории тампонажных растворов, тампонажной конторы или лаборатории базы снабжения.

Данные о приемке, входном контроле, контроле при хранении тампонажных материалов должны регистрироваться в журналах.

Основными первичными формами учета и регистрации являются:

- журнал учета тампонажных материалов;
- журнал регистрации результатов испытаний при приемке и хранении тампонажных материалов;
- журнал регистрации поступления и выполнения заявок.

Журнал учета тампонажных материалов в качестве обязательных сведений содержит: дату поступления или вывоза; наименование материала; паспортные данные; количество по-

ступления или вывоза; текущее количество; место хранения; адрес и цель вывоза; подпись лица, ответственного за приемку или вывоз.

Журнал регистрации результатов испытаний при приемке и хранении тампонажных материалов содержит: дату испытаний; наименование материала; назначение испытаний (входной контроль, контроль при хранении); номер строки в журнале учета, в которой зарегистрировано прибытие и место хранения данного материала; количество взятых проб; общий вес взятых проб; наименование контролируемых показателей качества и их значения; наименование ГОСТа или ТУ на данный испытываемый материал; подпись лица, ответственного за испытания.

Журнал регистрации поступления и выполнения заявок должен содержать: порядковый номер заказа; дату поступления; содержание заказа; требуемую дату выполнения; дату выдачи выполненного заказа заказчику; подпись ответственного заказчика; подпись ответственного исполнителя.

К журналам и формам регистрации составляются инструкции по их заполнению. Инструкции должны содержать сведения, необходимые для правильного внесения данных.

Учет и хранение журналов и форм производится в соответствии с правилами, установленными в объединении.

Контроль за разработкой, внедрением и соблюдением правил ведения журналов и форм учета и контроля должен осуществляться метрологической службой объединения.

6.4.2. КОНТРОЛЬ ПРИ ПОДБОРЕ РЕЦЕПТУРЫ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА

Подбор рецептуры тампонажного раствора осуществляется в лаборатории тампонажных растворов путем подбора рецептуры смеси сухих материалов, рецептуры жидкости затворения и их соотношения при затворении.

Перечень параметров в подлежащих контролю при испытаниях тампонажных растворов в каждом районе зависит от геолого-технических условий и может быть определен одним из следующих методов: эвристическим; планирования эксперимента; вероятностно-статистическим.

При слабой изученности геолого-технических условий цементирования скважин выбор контролируемых параметров при подборе рецептуры тампонажного раствора осуществляется эвристическим методом. Сущность его заключается в том, что собирают априорную информацию, отражающую

практический опыт специалистов, и обрабатывают методом ранговой корреляции.

Следует отметить, что получаемые данные являются ориентировочными и должны в дальнейшем уточняться.

Определить комплекс контролируемых параметров тампонажного раствора можно по результатам специально спланированных экспериментов и обработки полученных данных.

Выбор контролируемых параметров осуществляется по значимости коэффициентов математической модели объекта контроля.

Для выбора контролируемых параметров тампонажного раствора может использоваться вероятностно-статистический метод.

Этот метод предусматривает определение по статистическим данным пробуренных скважин информативностей параметров, характеризующих их вклад в оценку состояний объекта контроля. По распределению информативностей устанавливаются комплекс параметров, который необходимо контролировать, чтобы с заданной вероятностью оценить состояние объекта контроля.

Электросопротивление жидкости затворения при подборе рецептуры контролируется с помощью реохордного моста Р-38.

В лабораториях должны использоваться те же материалы, что и на буровой. Условия приготовления и испытания тампонажного раствора (жидкости затворения, смеси сухих материалов) в лаборатории и на буровой (в скважине) должны быть одинаковыми.

Данные испытаний при подборе рецептов необходимо регистрировать в лабораторном журнале.

Лабораторный журнал в качестве обязательных сведений должен содержать: дату проведения анализов; номер заявки; состав рецептуры (жидкости затворения, смесь сухих материалов); контролируемые параметры и их значения (условия испытаний — температура, давление и др.); наименование и количество тампонажных материалов; показатели качества данной рецептуры; подпись лица, ответственного за анализы.

Форма представления результатов подбора рецептуры и ее характеристик должна содержать: номер заявки; дату выдачи; наименование и количество материалов (в % к общему объему тампонажного раствора); наименование и значение показателей, характеризующих условия приготовления; наименование и значение показателей качества; подпись ответственного исполнителя заказа.

6.4.3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СМЕСИ СУХИХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Смесь сухих материалов, предназначенная для приготовления тампонажного раствора на буровой, должна готовиться по рецепту, подобранному в лаборатории.

Свойства смеси оценивают по результатам экспресс-анализа пробы раствора, приготовленного из данной сухой смеси. При этом определяют плотность и растекаемость тампонажного раствора при заданном водоцементном отношении, которые позволяют сравнить качество полученной смеси и составленной в лаборатории. В случае расхождения в значениях показателей производят корректировку соотношения количества сухой смеси.

Отбор проб из бункера, приготовление раствора и определение показателей выполняют в соответствии с ОСТ 39-051—77.

Полученные значения показателей свойств заносят в форму регистрации данных контроля на буровой при цементировании.

6.4.4. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЖИДКОСТИ ЗАТВОРЕНИЯ НА БУРОВОЙ

Жидкость затворения на буровой приготавливают путем растворения в ней химреагентов, дозировку которых устанавливают при подборе рецептуры тампонажного раствора в лаборатории. По ряду причин (неточность дозировки, полное растворение, неоднородность химреагентов, загрязнение воды и др.) в условиях буровой качество жидкости затворения часто отличается от заданного.

В связи с этим необходим тщательный и надежный контроль за введением химреагентов и определением их фактической концентрации в жидкости затворения на буровой. Осуществляемый контроль должен проводиться быстро, сводя к минимуму задержку цементирования.

Сущность метода состоит в сравнении параметров жидкости затворения (электросопротивления, вязкости, плотности), приготавливаемой на буровой, с теми же параметрами жидкости затворения, на которой подобрана рецептура в лаборатории, или с теми же параметрами контрольных, тщательно приготовленных растворов.

Выбор контролируемых параметров для оценки содержания реагентов в жидкости затворения осуществляется по табл. 6.14.

Таблица 6.12

Рекомендуемые параметры контроля для оценки содержания наиболее распространенных реагентов в жидкости затворения

Реагент	Параметр для контроля			
	вязкость	электрическое сопротивление	плотность	тигр
Гипан	1	1		
К-4	1	1		
ПАА	1	1		
КМЦ	1	1		
ПВС	1	1		
ССБ		1		
ОССБ		1		
КССБ		1		
ТМФН		1		
Окзил		1		
ПФХЛ		1		
ТВК		1		1
СКВ		1		1
ВКК		1		1
МА		1		1
Хромпик		1		
Сода		1	1	1
Поваренная соль		1	1	

При неравенстве параметров требуется провести работы по доведению параметров приготавливаемой жидкости затворения до значений, определенных в лаборатории.

Для выполнения работ по выравниванию концентраций при контроле по плотности, электросопротивлению и вязкости необходимо иметь графическую зависимость контролируемого параметра от концентрации реагента при температуре приготавливаемой на буровой жидкости затворения. С этой целью допускается построить графики на буровой по данным замеров параметров контрольных растворов, для приготовления которых используется вода, отобранная из емкостей непосредственно перед приготовлением жидкости затворения, и реагентов, для которых подбирались рецептура в лаборатории.

Если жидкость затворения приготавливают в нескольких емкостях, то контроль и доведение концентраций проводят в каждой из них.

В случае применения для обработки жидкости затворения нескольких реагентов каждый из них может быть растворен либо в отдельной емкости с последующим смешиванием, либо в технологически удобной последовательности один за другим.

При растворении реагентов в отдельных емкостях заготовленный объем воды необходимо поделить на части по числу

наименований реагентов. Количество (масса, объем) вводимого в каждую часть реагента должно быть равно количеству, необходимому для общего объема жидкости затворения.

При последовательном растворении реагентов в общем объеме воды работы по контролю концентрации первого из них следует вести в изложенной ниже последовательности. При растворении второго и последующих реагентов раствор с предыдущим или предыдущими реагентами является для них растворителем и порядок работ последовательно повторяется.

При контроле по электросопротивлению, вязкости, плотности и титру следует руководствоваться соответствующими методиками.

Измерение параметров жидкости затворения проводят с помощью стандартных приборов:

электросопротивление — реохордным мостом Р38 с придаваемой к нему колбой для измерения электросопротивления жидкостей;

вязкость — вискозиметрами ВПЖ, используемыми в комплексе с секундомером;

плотность — денсиметрами с точностью измерения до 0,001 г/см³.

Оборудование для проведения экспресс-анализа: весы с точностью взвешивания до 0,01 г (используются в лаборатории для взвешивания реагента, применяемого в приготовлении контрольных растворов); термометр; мензурка на 50 мл (для отмеривания жидких реагентов); мензурка на 200 мл; сосуды объемом 250–300 мл — 5 шт. (колбы или стаканы, которые следует пронумеровать); сосуды-пробоотборники объемом 1,5 л; число пробоотборников должно быть равно числу емкостей для приготовления жидкости затворения; стеклянная палочка или стальная пластинка для размешивания жидкости при приготовлении контрольных растворов.

При контроле измеряют электросопротивление и температуру воды, доставленной для подбора рецептуры.

Определяют электросопротивление и температуру получаемого водного раствора после растворения каждого из реагентов в последовательности их введения в процессе приготовления жидкости затворения буровой.

Определяют заданную массовую (объемную) концентрацию реагента в воде, г/л (мл/л):

$$C = \frac{10}{m - \frac{n_V}{100}} \quad (6.69)$$

или

$$C = \frac{P}{Ж}, \quad (6.70)$$

где l — содержание реагента по отношению к сухому тампонажному материалу по рецептуре, % (по массе); m — водосмесевое отношение по рецептуре, мг/л, л/кг, м³/т; n_v — процентное содержание реагентов, объем которых учитывается при приготовлении жидкости затворения и вводимых в нее после реагента, концентрация которого рассчитывается; если увеличение объема от введения последующих реагентов не учитывается, т.е. если после введения реагента объем раствора равен объему приготавливаемой жидкости затворения, то $n_v = 0$; P — масса (объем реагента, г (мл)); $Ж$ — объем раствора после введения реагента, л.

Задают максимальную концентрацию химреагентов. Значение ее получают, округляя заданную концентрацию в большую сторону до удобного значения или беря на 5–10 % больше заданной концентрации. Назначают минимальную концентрацию — на 20 – 30 % меньше заданной и два-три промежуточных значения контрольных концентраций.

Определяют количество реагента для приготовления контрольных растворов:

$$P_{ki} = C_i V_k, \quad (6.71)$$

где C_i — концентрации контрольных растворов для построения графика, г/л; V_k — объем контрольного раствора, л.

Для определения параметров контрольных растворов достаточна величина $V_k = 0,15–0,20$ л.

Необходимо иметь комплексы навесок в количестве, равном количеству емкостей для приготовления жидкости затворения на буровой.

На скважине из емкости с водой, предназначенной для приготовления жидкости затворения, отбирают пробы воды и измеряют их электросопротивление при температуре замера, сделанного в лаборатории. При значительном расхождении электросопротивлений воду из загрязненных емкостей сливают, производят дополнительную их очистку, вновь набирают воду и по электросопротивлению определяют ее пригодность для приготовления жидкости затворения. Работы по зачистке емкостей следует проводить до тех пор, пока по результатам замеров электросопротивлений воды можно будет сделать вывод о пригодности ее для приготовления жидкости затворения.

Из емкости с водой, предназначенной для получения жидкости затворения, берут объем воды (в общей сложности не менее 1 л), достаточный для приготовления контрольных растворов.

Реагенты в количестве, рассчитанном по приведенной формуле, растворяют в отдельных сосудах (колбах) в объемах воды, предназначенной для контрольных растворов, несколько меньших V_{κ} . После растворения реагента объемы жидкости затворения доливают водой до V_{κ} .

Измеряют параметры каждого контрольного раствора: электросопротивление, вязкость или плотность. По результатам замеров строят график зависимости параметра от концентрации химреагентов.

Одновременно с приготовлением контрольных проб и построением графиков следует приготовить необходимое количество жидкости затворения для цементирования по обычной технологии.

Из каждой емкости с приготовленной жидкостью затворения отбирают пробы и измеряют значение выбранного для контроля параметра.

По измеренному значению параметра с помощью оперативного графика определяют фактическую концентрацию реагента в каждой емкости. В случае отклонения концентрации от заданной вычисляют дополнительное количество реагента или воды, которое необходимо ввести в жидкость затворения, находящуюся в емкости.

Если фактическая концентрация реагента меньше заданной, то количество реагента, которое необходимо дополнительно ввести в жидкость затворения, находят по формуле

$$P_{\Delta} = (C_0 - C_{\Phi})V_{\text{ж.з.}} \quad (6.72)$$

где C_0 — заданная концентрация, г/л; C_{Φ} — фактическая концентрация, г/л; $V_{\text{ж.з.}}$ — объем жидкости затворения, из которого отбиралась проба, м³.

Если фактическая концентрация реагента больше заданной, то количество воды, которое необходимо ввести для разбавления, рассчитывают так:

$$P_{\Delta} = \left[\frac{C_{\Phi}}{C_0} - 1 \right] V_{\text{ж.з.}} \quad (6.73)$$

Работы повторяют до тех пор, пока значение параметра, соответствующего фактической концентрации C_{Φ} , не совпадет со значением параметра, соответствующего требуемой

концентрации C_0 , при одинаковой температуре или пока значение параметра, соответствующего фактической концентрации C_{ϕ} , не совпадет при равенстве температур растворов со значением параметра, соответствующего раствору, приготовленному в лаборатории при условии равенства электросопротивлений исходной воды для приготовления растворов.

Ниже дан пример анализа качества жидкости затворения с использованием "Карты приготовления и экспресс-анализа качества жидкости затворения тампонажных растворов", которую удобно применять при выполнении экспресс-анализа по электросопротивлению, вязкости и плотности жидкости затворения.

Пример 1. Экспресс-анализ качества жидкости затворения по электросопротивлению, вязкости и плотности.

Пусть требуется приготовить и оценить качество жидкости для затворения 16 т цемента. В : Ц = 0,7. В жидкость затворения необходимо ввести: кальцинированную соду — 1,31 % (от массы цемента) и гипан товарный (10 %) — 26,25 % (от массы цемента).

Контроль концентрации кальцинированной соды будем вести по плотности и электросопротивлению, гипана — по вязкости жидкости. При проведении работ воспользуемся "Картой приготовления и экспресс-анализа качества жидкости затворения тампонажных растворов".

Объем приготавливаемой жидкости затворения — 11,2 м³ (расчет проведен без учета запаса жидкости затворения на потери). Жидкость затворения готовится в мерниках двух цементировочных агрегатов.

Объем воды для приготовления жидкости затворения — 7 м³ (объем жидкости затворения без объема гипана).

Масса кальцинированной соды, вводимой в жидкость, — 210 кг.

$$\frac{16 \cdot 1,31}{100} = 0,21 \text{ т.}$$

Объем гипана, вводимого в жидкость, — 4,2 м³.

$$\frac{16 \cdot 26,25}{100} = 4,2 \text{ м}^3.$$

Электросопротивление воды, доставленной для разработки рецептуры тампонажного раствора, $R_{\text{в}} = 58 \text{ Ом}$ при $t = 18 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Значение контрольного параметра раствора реагентов в процессе приготовления жидкости затворения в лаборатории:

после введения кальцинированной соды электросопротивление $R = 1,79$ Ом, плотность $\rho = 1,023$ г/см³ при $t = 18$ °С; после введения гипана плотность $\rho' = 1,039$ г/см³, вязкость $T = 24,40$ при $t = 18$ °С.

Приготовление и экспресс-анализ раствора кальцинированной соды

Концентрацию реагента в растворе определяют по формулам

$$C_0 = \frac{10n}{m - \frac{n_V}{100}} = \frac{10 \cdot 1,31}{0,7 - \frac{26,25}{100}} = 30 \quad (6.74)$$

или

$$C_0 = \frac{P}{Ж} = \frac{210}{7} = 30. \quad (6.75)$$

Контрольные концентрации растворов: $C_1 = 32$ г/л, $C_2 = 30$ г/л, $C_3 = 28$ г/л, $C_4 = 24$ г/л.

Количество реагента для приготовления растворов контрольных концентраций в объеме $V_k = 150$ мл находят по формуле $P_{ki} = C_i V_k$:

$$P_{k1} = 32 \cdot 0,15 = 4,8 \text{ г}, P_{k2} = 30 \cdot 0,15 = 4,5 \text{ г},$$

$$P_{k3} = 28 \cdot 0,15 = 4,2 \text{ г}, P_{k4} = 24 \cdot 0,15 = 3,6 \text{ г}.$$

На аналитических весах в лаборатории отвешивают навески соды и помещают в пакеты, на которых указаны название реагента и его масса.

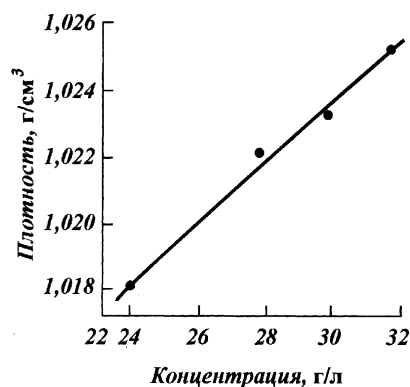
Номер емкости (цементирующего агрегата) для приготовления жидкости затворения.....	28–18
Объем воды в емкости для приготовления жидкости затворения, м ³	3,5
Масса реагента для введения в емкость (кальцинированная сода), кг.....	105
Электросопротивление воды при $t = 18$ °С в емкости для приготовления жидкости затворения, Ом.....	55

Добиться равенства сопротивлений воды в лаборатории и из мерников практически невозможно.

Значения параметров растворов контрольных концентраций (при температуре растворов, равной температуре жидкости в емкости для приготовления жидкости затворения) приведены ниже.

$$\rho_1 = 1,025 \text{ г/см}^3; \rho_2 = 1,023 \text{ г/см}^3; \rho_3 = 1,022 \text{ г/см}^3; \rho_4 = 1,018 \text{ г/см}^3; R_1 = 1,75 \text{ Ом}; R_2 = 1,79 \text{ Ом}; R_3 = 1,84 \text{ Ом}; R_4 = 2,04 \text{ Ом}.$$

Рис. 39. Зависимость плотности раствора кальцинированной соды от концентрации реагента



Для практических целей достаточно найти значение одного параметра.

Определению значений параметров растворов контрольных концентраций предшествовали работы по приготовлению этих растворов: навески соды, привезенные из лаборатории, растворили в пронумерованных колбах в объемах воды, взятой из мерников цементировочных агрегатов, примерно по 100 мл. После растворения соды растворы перелили в мензурку и, добавив воду из мерников ЦА, довели их объемы до 150 мл, после чего содержимое мензурок вылили обратно в колбы.

Построили графики (рис. 39 и 40).

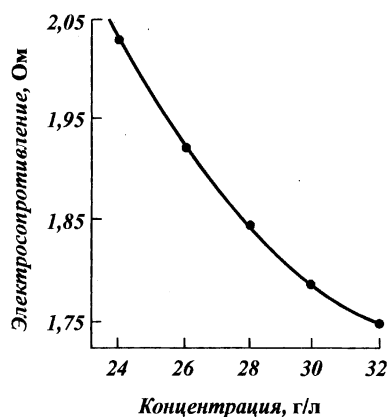


Рис. 40. Зависимость электрического сопротивления раствора кальцинированной соды от концентрации реагента

Значения параметров растворов в емкостях для приготовления жидкости затворения (для практических целей достаточно одного параметра — того, для которого построен контрольный график):	
ρ , г/см ³	1,022
R , Ом.....	1,83
Концентрация реагента в растворе (определяется на контрольном графике по фактическим значениям параметров), г/л.....	
Дополнительное количество:	28,5
реагента, определяемое по формуле	
$P_A = (C_0 - C_{\phi})V_{ж.з'}$ кг.....	5,35
воды, по формуле	
$V_A = \frac{C_{\phi}}{C_0} - V_{ж.з'}$ м ³	5,35
Параметры раствора в емкостях для приготовления жидкости затворения после введения дополнительного количества реагента или воды:	
ρ , г/см ³	1,024
R , Ом.....	1,77
Концентрация реагента в растворе после введения дополнительного количества реагента или воды, г/л, мл/л (в мерниках второго агрегата концентрация раствора соды равна заданной, в мерниках первого — превышает заданную).....	
Дополнительная масса реагента по формуле $P_A = (C_0 - C_{\phi})V_{ж.з'}$ кг.....	30,9
Параметры раствора в емкостях для приготовления жидкости затворения после введения дополнительной массы реагента или воды:	0,105
ρ , г/см ³	1,023
R , Ом.....	1,78
Концентрация реагента в растворе после введения дополнительного количества реагента или воды, г/л (концентрация соды в обоих мерниках соответствует заданной).....	
	30

Приготовление и экспресс-анализ раствора гипана в растворе соды

Концентрацию реагента в растворе определяют по формулам

$$C_0 = \frac{10n}{m - \frac{n_V}{100}} = \frac{10 \cdot 26,2}{0,7} = 375 \text{ мл/л} \quad (6.76)$$

или

$$C_0 = \frac{P}{Ж}. \quad (6.77)$$

Контрольные концентрации растворов: $C_1 = 400$ мл/л, $C_2 = 375$ мл/л, $C_3 = 350$ мл/л, $C_4 = 325$ мл/л.

Массу реагента для приготовления раствора контрольных концентратов в объеме $V_k = 200$ мл вычисляют по формуле

$$P_{ki} = C_i V_k; P_{k1} = 400 \text{ мл/л} \cdot 0,2 \text{ л} = 80 \text{ мл}, P_{k2} = 75 \text{ мл}, P_{k3} = 70 \text{ мл}, P_{k4} = 65 \text{ мл}.$$

Номер емкости (цементирующего агрегата) для приготовления жидкости затворения.....	28-18
Объем воды (в данном случае раствора соды) в емкости для приготовления жидкости затворения, м ³	3,5
Масса гипана для введения в емкость, м ³	2,1
Электросопротивление воды (в данном случае раствора соды) при $t = 18^\circ \text{C}$ в емкости для приготовления жидкости затворения, Ом.....	1,78

Значения параметров растворов контрольных концентраций (при температуре растворов, равной температуре жидкости в емкости для приготовления жидкости затворения) приведены ниже.

$$\rho_1 = 1,040 \text{ г/см}^3; \rho_2 = 1,039 \text{ г/см}^3; \rho_3 = 1,039 \text{ г/см}^3; \rho_4 = 1,038 \text{ г/см}^3; T_1 = 29,80 \text{ с}; T_2 = 24,40 \text{ с}; T_3 = 21,51 \text{ с}; T_4 = 20,36 \text{ с}.$$

Для практических целей достаточно определить значение одного параметра. Контрольные растворы гипана в растворе соды готовились растворением определенного ранее количества гипана в недостающем до 200 мл объеме раствора соды.

Построили графики (рис. 41, 42).

Значения параметров растворов в емкостях для приготовления жидкости затворения:

ρ , г/см ³	1,039
T , с (условная вязкость).....	22,5
Концентрация реагента в растворе (определяется на контрольном графике; жидкость затворения в мерниках второго агрегата готова), г/л (мг/л).....	362,5
Дополнительная масса реагента по формуле $P_A = (C_0 - C_{\text{ф}}) V_{\text{ж.з}}$, г.....	70
Параметры раствора в емкостях для приготовления жидкости затворения после введения дополнительной массы реагента или воды:	
ρ , г/см ³	1,039
T , с.....	24,4
Концентрация реагента в растворе после введения дополнительного количества реагента или воды, г/л (мл/л).....	375

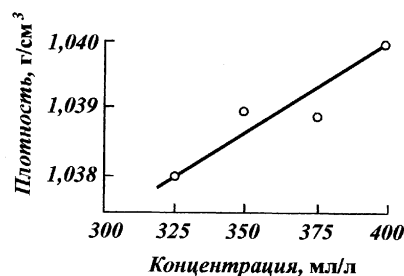


Рис. 41. Зависимость плотности раствора гипана от концентрации

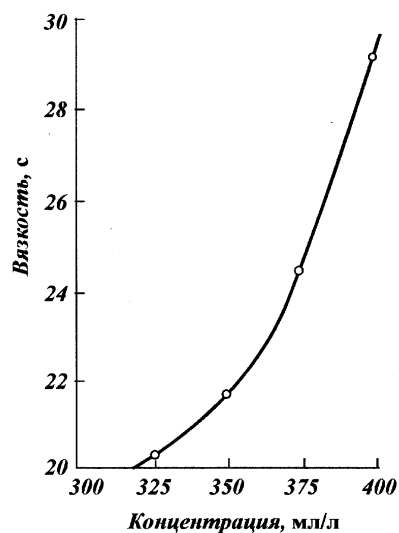


Рис. 42. Зависимость вязкости раствора гипана от концентрации гипана

Пример 2. Контроль по титру.

Необходимо приготовить 10 м^3 жидкости затворения.

Рецепт тампонажного раствора: водосмесевое отношение $m = 1,1$; СВК_н = 0,2 % (от массы сухой смеси тампонажного материала).

Для приготовления жидкости затворения потребуется 10 м^3 воды, размещаемой в мерниках двух агрегатов по 5 м^3 . Всего требуется СВК:

$$P = \frac{0,2 \cdot 10}{100 \cdot 1,1} = 18,2 \text{ кг},$$

т.е. на каждый из агрегатов по 9,1 кг.

Контрольный титр в лаборатории составил 6,2 мл щелочи (0,1 н. раствора КОН) при титровании 25 мл раствора СВК.

После полного растворения СВК в воде из каждого агрегата отобрали пробы раствора, отмерили по 25 мл, добавили в каждую пробу по 5 капель 0,1 %-ного спиртового раствора фенолфталеина и протитровали 0,1 н. раствором КОН, титр которого был получен в лаборатории.

Фактический титр при титровании растворов из мерников первого агрегата $T'_\phi = 6,0 \text{ мл}$, из мерников второго — $T''_\phi = 5,8 \text{ мл}$.

Дополнительное количество СВК, необходимое для введе-

ния в мерники первого и второго агрегатов, определяют по формулам

$$P'_A = \frac{6,2-6}{6,2} 9,1 = 0,29 \text{ кг}; P''_A = \frac{6,2-5,8}{6,2} 9,1 = 0,58 \text{ кг}.$$

После полного растворения дополнительно введенного СВК вторично отмерили по 24 мл раствора из мерников каждого агрегата и протитровали.

Фактический титр раствора из мерников первого агрегата $T'_\phi = 6,2$ мл, второго — $T''_\phi = 6,3$ мл.

Жидкость затворения в первом агрегате соответствует заданной концентрации. Дополнительное количество воды для разбавления раствора СВК во втором агрегате

$$Q_v = \frac{6,2-6,2}{6,2} 5 = 0,08 \text{ м}^3.$$

После введения дополнительного количества воды во второй агрегат протитровали 25 мл пробы. Фактический титр раствора составил $T''_\phi = 6,2$ мл, что соответствует норме.

Методика контроля качества жидкости затворения титрованием

Химреагенты, дающие при растворении в воде кислотную среду (ТВК, СВК, ВКК, МА), титруются титрованными растворами соды, например, КОН или NaOH, а химреагенты, дающие при растворении в воде щелочную среду (сода), титрованными растворами кислоты, например, ВКК, СВК, HCl, H₂SO₄. Рекондуется 1N—0,1N-титрованные растворы. В качестве индикаторов следует применять фенолфталеин, лакмус или метилоранж.

Принадлежности для проведения экспресс-анализа титрованием:

- титровальный цилиндр с капельницей;
- титровальный стакан объемом 100—150 мл;
- мензурка на 50 мл;
- пипетка;
- индикаторы, лакмус, фенолфталеин, метилоранж;
- титрованные растворы и кислоты и щелочи.

Лабо р а т о р н ы й э т а п. Отбирают 25—50 мл воды, предназначенной для подбора рецептуры тампонажного раствора; индикаторной бумагой (или введением индикаторов) определяют ее кислотность или щелочность.

Для определения контрольного титра жидкости затворения необходимо использовать 25–50 мл жидкости затворения, предназначенной для приготовления тампонажного раствора при подборе рецептуры в лаборатории; в указанной объем добавляют 5–6 капель индикатора и титруют титрованным раствором до изменения окраски. Количество израсходованного титрованного раствора является контрольным титром. Для большей достоверности контрольный титр рекомендуется устанавливать как среднее арифметическое по трем замерам. При отсутствии контрольного титра жидкости затворения, на которой подбирается рецептура тампонажного раствора в лаборатории, его можно получить титрованием контрольного объема жидкости затворения, приготовленной на буровой по выданному лабораторному рецепту.

Массу реагента P_p для приготовления жидкости затворения определяют по формуле

$$P_p = \frac{nV_k}{100m} \quad (6.80)$$

или

$$P_p = CV, \quad (6.81)$$

где n — процентное содержание реагента по массе по отношению к сухому тампонажному материалу согласно рецептуре; V_k — объем приготавливаемой контрольной жидкости затворения, л (обычно достаточно 0,1 л); m — водосмесевое отношение, мг/л, л/кг, м³/т; C — концентрация реагента в жидкости затворения, г/л.

Промысловый этап. Из емкостей с водой, предназначенной для приготовления жидкости затворения, отбирают пробы воды и определяют их кислотность или щелочность. При определении кислотности или щелочности введением реагентов объем воды и индикаторы должны быть теми же, что и при работах на лабораторном этапе. При значительном различии определяемых характеристик воду из загрязненных емкостей сливают, производят дополнительную их зачистку, вновь набирают воду и по результатам определения кислотности или щелочности устанавливают ее пригодность для приготовления жидкости затворения. Работы по зачистке емкостей следует проводить до тех пор, пока по результатам замеров характеристик воды можно будет сделать вывод о пригодности ее для приготовления жидкости затворения.

Из емкостей с водой, предназначенной для получения жидкости затворения, отбирают объем воды, достаточный для приготовления контрольного раствора.

Рассчитанное по приведенной выше формуле количество реагента растворяют в отобранной воде.

Устанавливают титр приготовленного контрольного раствора. Работы по установлению титра следует вести так, как указано для лабораторного этапа.

Одновременно с приготовлением контрольного раствора необходимо приготовить требуемое количество жидкости затворения для цементирования.

После полного растворения в воде расчетного количества реагента отбирают пробу жидкости затворения в объеме, равном объему протитрованной в лаборатории жидкости, и титруют ее после введения индикатора. Титрованный раствор и индикатор, применяемые для определения контрольного титра и титра приготавливаемой для затворения тампонажного раствора жидкости затворения, должны быть одними и теми же. В случае отклонения фактического титра от контрольного необходимо определить дополнительное количество реагента или воды, которое следует ввести в жидкость затворения.

Если количество титрованного раствора, израсходованного на титрование на буровой, меньше количества, определенного в лаборатории, то в жидкость необходимо ввести дополнительное количество реагента P_A , которое рассчитывается из условия получения контрольного титра:

$$P_A = \frac{T_k - T_{\phi}}{T_k} P_p \quad (6.82)$$

или

$$P_A = \frac{(T_k - T_{\phi})nV_{ж.з}}{100T_k m}, \quad (6.83)$$

где T_k — контрольный титр, мл; T_{ϕ} — фактический титр, мл; P_p — расчетное количество реагента, кг; n — процентное содержание реагента по рецептуре по отношению к сухому тампонажному материалу; $V_{ж.з}$ — фактический объем жидкости затворения, л; m — водосмесевое отношение, мл/г, л/кг.

Если количество титрованного раствора, израсходованного на титрование на буровой, больше количества, установленного в лаборатории, то жидкость необходимо разбавить водой из условия получения контрольного титра. Количество дополнительной воды Q_B определяют по формуле

$$Q_{\text{в}} = \frac{T_{\text{ф}} - T_{\text{к}}}{T_{\text{к}}} V_{\text{ж.з}}, \quad (6.84)$$

где $V_{\text{ж.з}}$ — объем жидкости затворения, м³.

Работы по трем предыдущим пунктам необходимо проводить до тех пор, пока значение фактического титра $T_{\text{ф}}$ не будет равно значению контрольного $T_{\text{к}}$.

6.5. КОНТРОЛЬ ЗА ПРОЦЕССОМ СПУСКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Контролируются следующие параметры процесса спуска обсадной колонны в скважину:

сила сопротивления $T_{\text{н}}$ при движении труб в скважине;

объем бурового раствора $V_{\text{в.т}}$, вытесняемого из скважины спускаемой колонной труб.

Величина $T_{\text{н}}$ используется для расчета коэффициента сопротивления труб о стенки скважины K , а $V_{\text{в.т}}$ — для определения степени заполнения обсадных труб буровым раствором, а также для обнаружения поглощений.

Остальные параметры, контролируемые в процессе спуска, и исходная информация для расчетов являются традиционными.

Контроль силы сопротивления $T_{\text{н}}$ проводят при спуске каждой 20-й трубы обсадной колонны. В случае, если прочность обсадной колонны позволяет снизить уровень заполнения труб больше чем на 200 м, периодичность замера можно рассчитать по формуле

$$h = \frac{p_{\text{см}}}{K_3 \gamma_6}, \quad (6.85)$$

где $p_{\text{см}}$ — допустимое наружное давление для данного типа-размера труб; K_3 — коэффициент запаса прочности; γ_6 — плотность бурового раствора.

При определении силы сопротивления фиксируется показание индикатора веса $S_{\text{н}}$ при плавном спуске обсадной колонны. Плавное затормаживают колонну и после остановки фиксируют показание индикатора веса S_0 . Рассчитывают величину $T_{\text{н}}$ по формуле

$$T_{\text{н}} = (S_0 - S_{\text{н}})n, \quad (6.86)$$

где n — кратность полиспаста.

Полученное значение $T_{\text{н}}$ используется для оценки величины коэффициента K .

Контроль объема вытесненного из скважины бурового раствора при спуске обсадной колонны проводится с той же периодичностью, что и силы сопротивления.

Объем вытесненного бурового раствора определяют по изменению уровня в мерной емкости (с уровнемером):

$$V_{в.т} = (Y_k - Y_n)jb, \quad (6.87)$$

где j — длина мерного участка, равная 200 м; Y_k , Y_n — конечный и начальный измеряемые уровни в емкости; b — коэффициент.

Записывают в таблицу показания уровнемера: Y_n — начальный уровень, Y_k — конечный уровень для соответствующей глубины измерения уровня.

Вычисляют приращение уровня в емкости по формуле

$$\Delta Y = Y_k - Y_n.$$

Сравнивают вычисленное значение приращения уровня ΔY с предупредительными границами уровня вытесненного бурового раствора (табл. 6.15).

Если значение ΔY не вышло из зоны предупредительных границ для вытесненного объема, то следует продолжить спуск.

Если значение ΔY попадает в зону между верхней предупредительной границей для уровня вытесненного бурового раствора и предупредительной границей допустимого уровня

Т а б л и ц а 6.15

Данные для контроля за процессом спуска обсадной колонны

Измеренное значение силы $T_{н'}$	Глубина проведения контроля l , м	Измеренное значение уровня, м		Приращение уровня ΔY	Предупредительная граница для уровня вытеснения бурового раствора, см		
		конечное Y_k	начальное Y_n		нижняя h_n	верхняя h_v	опорожнения h_0
—	0	—	1,1	—	—	—	—
0	200	1,2	1,1	0,1	7	11	200
0,2	400	1,32	1,2	0,12	7	11	200
0,2	600	1,42	1,32	0,1	7	11	200
0,4	800	1,5	1,42	0,08	7	11	200
0,6	1000	1,65	1,5	0,15	7	11	200
...	.	...	...	...	...	...	...
	.						
	.						
	.						
	.						

П р и м е ч а н и я. 1. Значения $T_{н'}$, Y_k , Y_n , ΔY заполняются при контроле технологического процесса. 2. Величины l , h_n , h_v , h_0 рассчитаны предварительно.

опорожнения, что означает недолив колонны, следует принять решение об остановке спуска и заполнении труб буровым раствором.

Если значение ΔY окажется меньше нижней предупредительной границы для уровня вытесненного бурового раствора, что означает поглощение, то следует перейти к меньшей скорости спуска.

6.6. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Для успешного проведения процесса цементирования и качественного разобщения пластов необходимо выполнение ряда условий. Основным из них является соблюдение заданного режима цементирования, обуславливающего достижение максимально допустимой скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве при допустимых давлениях на цементированной головке, забое и в необсаженном стволе скважины, а также заданного времени цементирования в соответствии с рецептурой выбранного для цементирования тампонажного раствора.

Главный параметр, по которому можно судить о соответствии свойств тампонажного раствора, приготовляемого при цементировании и выбранного в лаборатории, — его плотность. В настоящее время применяются растворы плотностью от 1,0 до 2,5 г/см³. Исследованиями А.И. Булатова и др. установлено, что даже весьма незначительные отклонения плотности раствора от заданной приводят к значительным изменениям его свойств. Для раствора из чистых портландцементов допускается отклонение плотности от заданной не более $\pm 0,03$ г/см³, а для утяжеленных или облегченных — не более $\pm 0,05$ г/см³.

В связи с этим контролировать плотность раствора при цементировании следует таким прибором, который позволяет проводить измерения с требуемой точностью. Необходимо отметить, что применяемый в настоящее время метод подсчета плотности раствора как среднего арифметического всех замеров в процессе приготовления раствора для оценки непригоден, поскольку среднее арифметическое значение не дает представления о фактических отклонениях плотности раствора от заданной и количестве некондиционного раствора, закачанного в скважину, в случае значительных отклонений его плотности и свойств.

Обычно требуется определить плотность приготавливаемого каждой цементосмесительной машиной (смесительной установкой) раствора специальным ареометром типа АБР (АГ-2), по данным которого вносят коррективы в режим работы по приготовлению раствора. В смесительных установках с пневматической подачей сухого материала в смеситель скорость подачи регулируется задвижкой.

При цементировании в обязательном порядке должна использоваться станция контроля цементирования (СКЦ). Эта станция позволяет замерять и регистрировать основные параметры цементирования, в том числе и плотность закачиваемого раствора с имевшими место отклонениями. Таким образом, по диаграммной ленте после цементирования можно оценить, какой по качеству раствор закачан в различные интервалы скважины. Однако оперативно управлять процессом приготовления раствора каждой смесительной установкой по показаниям СКЦ нельзя.

В процессе цементирования важно иметь представление о так называемой подвижности раствора, т.е. о возможности прокачивать его насосами цементировочных агрегатов по гидравлической системе наземное оборудование — скважина.

Подвижность раствора определяют по конусу АзНИИ. Величину диаметра расплыва раствора на стеклянной шкале этого прибора принято считать подвижностью (растекаемостью) раствора. Раствор считается соответствующим действующим ГОСТам, если диаметр круга его расплыва не менее 180 мм. Для глубоких скважин с малыми зазорами величину подвижности следует увеличивать до 200 мм. Растекаемость раствора с помощью прибора АзНИИ определяется очень быстро, что позволяет при необходимости оперативно регулировать качество раствора. Поскольку растекаемость раствора не определяет его реологических свойств и не дает представления об изменении подвижности в течение времени, ее необходимо рассматривать как ориентировочно отражающую свойства раствора. Для получения раствора с помощью гидровакуумного устройства, которыми оснащаются смесительные установки, очень важно правильно выбрать соотношение между сухим материалом и жидкостью, подаваемыми в смесительное устройство. О темпе подачи сухого материала в смеситель можно судить по частоте вращения подающих шнеков согласно показаниям тахометра, а жидкости затворения — по давлению в линии перед смесительным устройством.

Давление нагнетания тампонажного раствора, буферной и продавочной жидкости контролируется по манометрам, установленным на насосах насосных установок и цементирующей головке, и регистрируется на диаграммной ленте вторичного прибора станции контроля, датчик которого размещен на блоке манифольда. Вследствие высокой пульсации давления в нагнетательных линиях цементируемых агрегатов манометры оснащают демпфирующими устройствами, предохраняющими механизм манометра от поломок; однако такое "заглубление" прибора затрудняет определение момента посадки верхней разделительной пробки на стоп-кольцо, при котором не допускается превышение давления над рабочим более чем на 2,5–3,0 МПа. Кроме того, максимальные давления пульсации в большинстве случаев превосходят давление опрессовки, что недопустимо, а между тем значения этих пиковых давлений в манометрах с демпфером не отмечаются. В последней модели станции контроля предусмотрена возможность регистрации момента посадки разделительной пробки на стоп-кольцо по давлению на диаграммной ленте в большем масштабе, что значительно облегчает фиксирование этого момента.

Темп и объем закачанного в скважину тампонажного раствора следует контролировать по данным станции контроля цементирования и количеству использованной жидкости затворения. Расхождение фактического и расчетного объемов приготовленного раствора более чем на 5 % не допускается.

Объем буферной и продавочной жидкости, закачанных в скважину, контролируется с помощью мерных емкостей насосных установок и расходомера СКЦ. Если после закачивания расчетного объема продавочной жидкости давление "стоп" не зафиксировано, допускается закачать еще 5 % жидкости от расчетного объема.

Качество разобщения пластов при цементировании скважин зависит от полноты замещения бурового раствора тампонажным в затрубном пространстве.

Вытеснение бурового раствора тампонажным зависит от показателей реологических свойств жидкостей, их плотности, скорости восходящего потока, положения колонны в скважине и др.

Для повышения полноты вытеснения растворов прибегают к расхаживанию и вращению обсадной колонны.

Сущность контроля степени вытеснения бурового раствора тампонажным сводится к определению объема затрубного

пространства цементируемого участка скважины и количества тампонажного раствора, заполнившего этот объем.

При цементировании скважин часть цементного раствора смешивается с буровым раствором и выходит из скважины. Количество вышедшего из скважины тампонажного раствора необходимо определить.

В некоторых регионах оценку степени смешения растворов ведут путем визуального наблюдения за раствором в желобной системе буровой и контролем плотности жидкостей. Этот метод может быть использован в том случае, если разность плотностей буровых и тампонажных растворов достаточно велика.

В работе [20] предложен способ контроля объемов смеси растворов путем измерения их электрического сопротивления.

В дальнейшем метод и технические средства контроля удельного сопротивления буровых, тампонажных растворов и их смесей был усовершенствован В.А. Луничкиным [21].

Сущность метода сводится к следующему.

Перед цементированием в лаборатории готовят цементный раствор, отбирают пробы жидкости затворения и бурового раствора и при различных их соотношениях определяют электрическое сопротивление при температуре, соответствующей температуре жидкости на выходе из скважины.

В процессе цементирования непрерывно регистрируют электрическое сопротивление, температуру и объемный расход жидкости с помощью приборов станции СКЦ-2М.

Объем смеси принимают равным объему закачанной в скважину продажной жидкости за время, равное выходу смеси из скважины.

На диаграммной ленте с записью измерения удельного сопротивления смеси бурового, тампонажного растворов, буферной жидкости отмечаются значения удельного электрического сопротивления цементного раствора и бурового раствора при температуре, соответствующей температуре смеси, выходящей из скважины.

Определяют площадь, ограниченную линиями удельного электрического сопротивления смеси растворов и электрического сопротивления бурового раствора. Отношение этой площади к площади, ограниченной значениями удельных электрических сопротивлений бурового и цементного растворов за время продавки, равно общей концентрации цементного раствора в смеси.

Коэффициент вытеснения бурового раствора цементным

определяется как отношение объема цементного раствора, поступившего в заколонное пространство, к общему объему этого пространства.

Пример. Секцию 273-мм колонны длиной 1000 м цементировали в интервале 2000—3000 м. Объем цементируемого пространства 48 м^3 . В скважину закачено 52 м^3 тампонажного раствора.

Результаты обработки данных регистрации удельного электрического сопротивления смеси бурового и тампонажного растворов показали, что в среднем в смеси раствора содержится 30 % цементного раствора.

По данным СКЦ-2М общий объем смеси составляет 31 м^3 . Тогда объем цементного раствора в смеси равен $31 \cdot 0,3 = 9,3 \text{ м}^3$. Объем оставшегося в скважине цементного раствора равен $52 - 9,3 = 42,7 \text{ м}^3$.

Коэффициент вытеснения составляет $42,7 : 48 = 0,89$.

Погрешность оценки коэффициента вытеснения бурового раствора тампонажным не превышает 10 %.

Станция СКЦ2М-80 предназначена для автоматического контроля на устье нефтяных и газовых скважин основных параметров закачиваемых электропроводящих жидкостей и технологических режимов процесса, а также для оперативного управления этим процессом и параметрами раствора (рис. 43).

Станция СКЦ2М-80 — самоходный комплекс измерительных и вспомогательных средств, размещенных на двух автомашинах повышенной проходимости. Она состоит из блока манифольдов с измерительными преобразователями и блока лаборатории со вторичными и вспомогательными приборами. С помощью аппаратуры станции можно контролировать и регистрировать следующие технологические параметры: давление, мгновенный расход, суммарный объем и плотность закачиваемой жидкости.

Станцию СКЦ2М можно использовать при проведении гидроразрыва пласта и других технологических операций.

Выпускаются также блочные модификации станции с индексами в шифре 01 и 02. Первая предназначена для использования в составе систем контроля на морских плавучих буровых установках, буровых судах и стационарных многоярусных платформах, вторая — для применения на морских эстакадах, одиночных мелководных платформах и труднодоступных разведочных буровых на суше.

Основой функционирования станции являются приборы измерения давления, плотности и расхода раствора, прока-

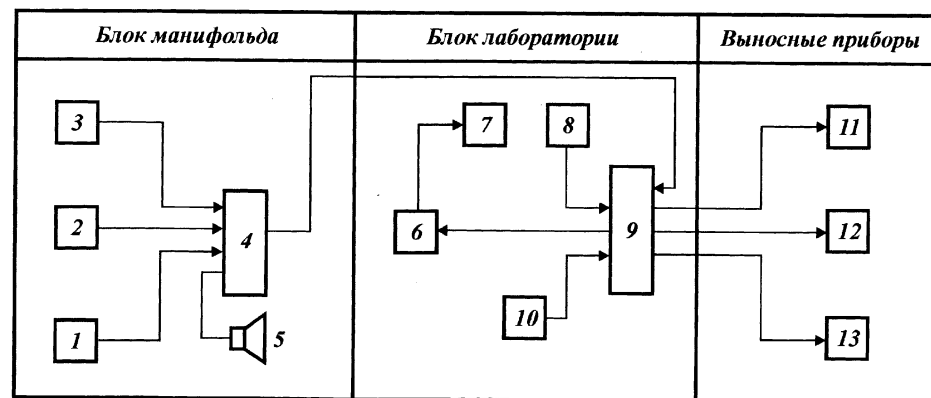


Рис. 43. Структурная схема станции контроля цементирования СКЦ2М-80:

1 — преобразователь расхода; 2 — преобразователь плотности; 3 — преобразователь давления; 4 — коробка вводная; 5 — громкоговоритель; 6 — блок режимов цементирования; 7 — блок регистраторов; 8 — блок силовой связи; 9 — панель разъемов; 10 — усилитель громкоговорящей связи; 11 — выносной указатель контролируемых параметров; 12 — выносной указатель плотности; 13 — выносной блок связи

чанного через цементирующий манифольд. Электрические сигналы, несущие измерительную информацию от преобразователей расхода 1 (см. рис. 43), плотности 2 и давления 3, расположенных в линии цементирующего манифольда, поступают через вводную коробку 4 и панель разъемов 9 на блок режимов цементирования 6 и блок регистраторов 7. Информация о наличии давления, плотности и расходе отображается на стрелочных показывающих приборах блока режима цементирования, а объем закачанного раствора — на электронном и электромеханическом счетчиках. Дублирование показаний предусмотрено для повышения надежности получаемых данных при ответственных технологических операциях, а также на случай кратковременного перерыва электропитания. Вся измерительная информация регистрируется на диаграммных лентах четырех регистрирующих приборов Н-392, на боковом поле которых дополнительно фиксируется объем закачанного раствора.

Три самопишущих прибора регистрируют на диаграммной ленте значения давления, расхода и плотности, а четвертый прибор — отклонение давления при работе в режиме "стоп". Все эти приборы имеют отметчик, дискретно отмечающий заправку 1 м³ жидкости.

Каналы контроля давления и плотности имеют световую сигнализацию.

Станция контроля оснащена системой оперативного управления процессом: громкоговорителем 5 и усилителем громкоговорящей связи 10, выносными указателями контролируемых параметров 11, выносным указателем плотности 12, дублирующими показания прибора блоков регистраторов, а также телефонной связью с оператором станции, находящимся в автомобиле-лаборатории; имеется прямой выход на громкоговорящую установку.

Плотность раствора измеряется прибором, действие которого основано на измерении собственной частоты колебания U-образного трубчатого элемента (вibrатора), через который прокачивается измеряемая жидкость:

$$F = K \sqrt{\frac{C}{M_{\text{ж}} + M_{\text{с}}}}, \quad (6.88)$$

где K — коэффициент; C — жесткость вibrатора; $M_{\text{ж}}$, $M_{\text{с}}$ — соответственно масса жидкости и стали в приборе.

Как видно из формулы (6.88), при изменении массы жидкости в U-образном вibrаторе собственная частота его коле-

баний при постоянных K , M_c и C будет изменяться, что зафиксировано на приборе как изменение плотности перекачиваемой жидкости. С целью компенсации влияния температуры, давления и внешних механических воздействий в приборе могут быть применены два вибратора с разными массами, что обуславливает их разные собственные частоты.

Частотные сигналы с вибраторов поступают на преобразователь фазности частот в напряжение с одновременной линеаризацией характеристики преобразования плотность — напряжение.

Принцип действия прибора для измерения расхода основан на явлении электромагнитной индукции. Первичный преобразователь расхода представляет собой участок трубы из немагнитной стали с изолированной внутренней поверхностью и двумя диаметрально расположенными изолированными электродами, с которых снимается измерительный сигнал. На среднем участке имеется прямоугольный магнитопровод, создающий внутри трубы магнитное поле.

При прохождении электропроводной жидкости через однородное магнитное поле в ней, как в движущемся проводнике, наводится электродвижущая сила (ЭДС), пропорциональная скорости потока:

$$E = Blv, \quad (6.89)$$

где E — электродвижущая сила; B — индукция магнитного поля в зазоре между полюсами магнитопровода, т; l — расстояние между электродами (диаметр проходного сечения), м; v — средняя скорость потока, м/с.

Или

$$E = 9,8 \cdot 10^{-5} \frac{BQ}{l},$$

где Q — объемный расход жидкости, л/с.

Измеренный сигнал после преобразования поступает на регистрирующее устройство.

Для измерения давления в станции применен серийный преобразователь давления ПДР-1, принцип действия которого основан на преобразовании прогиба мембраны чашеобразного упругого элемента, воспринимающего непосредственно (без разделителя) давление в контролируемой линии. Полученный в датчике сигнал после преобразования поступает на показывающий прибор М-381 контроля давления и самопишущий прибор Н-392, регистрирующий давление по шкале "стоп". Это позволяет наблюдать и регистрировать в боль-

шом масштабе небольшие изменения давления, четко устанавливая момент посадки разделительной пробки на кольцо "стоп" во время продавливания тампонажного раствора. При этом имеется возможность наблюдать и регистрировать отклонение давления ± 4 МПа на всей ширине ленты; второй прибор Н-392 в это же время регистрирует истинное давление в первоначальном масштабе.

Диапазоны измерения контролируемых параметров и пределы допускаемой погрешности приведены в табл. 6.16.

К работе по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию станции допускаются лица, имеющие необходимую квалификацию, обученные правилам техники безопасности и изучившие настоящее руководство по проведению работ.

Включение в сеть станции производят после установки заземления, проверки состояния сетевого кабеля и напряжения в сети.

При замене предохранителей необходимо отключать питание. Установленные предохранители должны соответствовать номиналам, указанным в надписях на панели. Установка самодельных предохранителей категорически запрещена.

Запрещается проводить работы по демонтажу и замене первичных измерительных преобразователей станции при работающем технологическом оборудовании или наличии остаточного давления в трубопроводе.

Т а б л и ц а 6.16

Диапазоны измерения контролируемых параметров и пределы допускаемых значений основной погрешности

Исполнение	Контролируемый параметр	Диапазон измерения	Пределы допускаемых значений основной погрешности измерения*, %		
			электрических выходных сигналов	показывающих приборов	регистрирующих приборов
СКЦ2М-80	Давление, МПа	От 0 до 40	—	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$
	Плотность, г/см ³	От 0,8 до 2,6	—	$\pm 2,0$	$\pm 4,0$
	Расход, л/с	От 0 до 100	—	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$
СКЦ2М-80-01	Объем, м ³	От 2 до 999,9	—	$\pm 2,5$	—
	Давление, МПа	От 0 до 40	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$
СКЦ2М-80-02	Плотность, г/см ³	От 0,8 до 2,6	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 4,0$
	Расход, л/с	От 0 до 100	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	$\pm 4,0$
	Объем, м ³	От 2 до 999,9	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	—
*Погрешность относительная.					

Следует помнить, что в станции исполнения СКЦ2М-80 после установки на блоке манифольда 1БМ-700 первичных преобразователей предельное давление в манифольде снижается до 40 МПа.

Погрузка-выгрузка станций осуществляется с соблюдением требований, определяемых манипуляционными знаками на ящиках, и правил техники безопасности.

Перед разгрузкой станций СКЦ2М-80 или распаковкой СКЦ2М-80-01 и СКЦ2М-80-02 необходимо проверить внешнее состояние станции и упаковочной тары. В случае обнаружения повреждений составляют соответствующий акт и рекламацию транспортным организациям.

Распаковку станции СКЦ2М-80-01 следует вести на месте монтажа.

После распаковки проверяют состояние покрытий и комплектность по упаковочной ведомости. При обнаружении повреждений и некомплектности составляют акт для предъявления рекламаций предприятию-изготовителю.

Изделия станций СКЦ2М-80-02 должны быть уложены в ящики, в которых они перевозятся к месту проведения цементирования.

Станция СКЦ2М-80-02 поставляется с завода-изготовителя в транспортной таре, в которую уложены ящики с изделиями станции. После распаковки необходимо проверить сохранность ящиков, а также изделий внутри них.

Монтаж станции СКЦ2М-80 заключается в расстановке блока манифольда, блока лаборатории, выносных указателей параметров и плотности и выносных блоков связи в местах, указанных руководителем операции, и соединении всех блоков кабелями с блоком лаборатории согласно монтажному чертежу.

После расстановки блоков станции на блоке манифольда устанавливают рупорные громкоговорители, устанавливают и подключают к блокам лаборатории и манифольда заземление, выполняют подключение сетевого кабеля. Прокладку соединительных кабелей следует проводить только после полной расстановки технологического оборудования, участвующего в операции цементирования.

Монтаж СКЦ2М-80-01 заключается в установке в предусмотренных местах составных частей станции согласно монтажному чертежу и обвязке их электрическими кабелями согласно схеме подключения.

На все резьбовые, замковые и посадочные соединения устройств, устанавливаемых в цементировочном мани-

фольде, должна быть нанесена графитная смазка или солидол.

Блок режимов цементированния и блок регистраторов необходимо монтировать на амортизаторах (в комплект станции не входят).

Кабели, подключаемые к преобразователям, распределительной коробке, блоку режимов цементированния и блоку регистраторов, должны иметь петлю-компенсатор для обеспечения монтажа-демонтажа и во избежание повреждения кабеля во время вибраций.

Все блоки станции необходимо заземлить.

Монтаж станции СКЦ2М-80-02 начинается с доставки ящиков-упаковок к месту проведения операции цементированния.

После доставки и разгрузки станции первыми разбирают ящики № 7—11, в которых размещены измерительные преобразователи и монтажные элементы.

Перед монтажом все резьбовые и замковые соединения, посадочные места измерительных преобразователей и монтажных элементов должны быть смазаны солидолом или графитной смазкой.

Устанавливают измерительные преобразователи в линии цементировочного манифольда согласно монтажному чертежу.

Штатив устанавливают и закрепляют на нем блок режимов цементированния. Место установки блока режимов цементированния должно исключать возможность его повреждения технологическим оборудованием и располагаться на расстоянии не более 50 м от измерительных преобразователей и 50 м от места расположения блока регистраторов.

Устанавливают блок регистраторов. Температура окружающего воздуха в месте его установки должна быть от +5 до +60 °С, и на расстоянии не более 5 м от места установки должна быть розетка с электрическим питанием станции.

Соединяют блоки станции комплектными соединительными кабелями, устанавливают и подключают заземление. При размотке и смотке кабелей с катушек используется перемоточный механизм ЗШ6.066.504, входящий в комплект станции.

Если перед эксплуатацией станции оказался неисправным первичный преобразователь плотности или давления, то временную эксплуатацию станции можно вести с отключенными и демонтированными соответствующими первичными преобразователями. В этом случае в место первичного преобразо-

вателя в отверстие корпуса гидравлической линии устанавли-
вают заглушки, входящие в комплект приспособлений стан-
ции.

Преобразователь плотности перед установкой его в изме-
рительную линию оснащается пробоотборником ЗШ5.284.512.

Т а б л и ц а 6.17

Порядок технического обслуживания

Содержание работ и методика их проведения	Технические требования	Приборы, инструмен- ты, приспособления и материалы, необходи- мые для проведения работ
Внешний осмотр: удаление пыли и грязи проверка состояния наружных покрытий	Отсутствие сколов и трещин на деталях с ла- кокрасочным покрыти- ем; отсутствие коррозии на деталях с гальваничес- ким покрытием	Обтирочный ма- териал
проверка крепления блоков проверка состояния кабельной подводки или соединительных кабелей, контактных соединений проверка заземления	Отсутствие повреждения изоляционного покры- тия, токопроводных жил и штепсельных разъемов	
Чистка и смазка меха- низма для перемотки ка- белей		Обтирочный материал, смазка ЦИАТИМ 201 (ГОСТ 6267 – 74)
Уход за регистраторами	Отсутствие перекося при протяжке диаграм- мных лент и непрерыв- ность записи	Чернила, диаграм- мная лента, перо- чистка
Проверка и установка на нулевую отметку шкалы показывающих приборов, на нулевую линию — диаграммной ленты регистрирующих приборов	Положение стрелок по- казывающих приборов на нулевых отметках шкал и положение перьев регистрирующих приборов на нулевых линиях диаграммных лент при отключенной измерительной цепи	Корректор нуля на приборах
Проверка гидравличес- кой линии и монтажных элементов: выявление утечек в местах установки датчиков замена уплотнитель- ных колец в монтаж- ных элементах проверка состояния пробоотборника 2ППВ	Отсутствие повреждений или износа рабочих по- верхностей Отсутствие заметного износа (промывка) про- боотборника	При износе заме- на новым из комплекта ЗИП

Техническое обслуживание станции заключается в систематическом наблюдении за правильностью эксплуатации, регулярном техническом осмотре, устранении возникших неисправностей и заполнении соответствующих учетных форм.

В плановое обслуживание входит ежедневный уход, ежеквартальный профилактический осмотр и ежегодный технический осмотр. При возникновении неисправностей необходимо проведение ремонтных работ специалистами по обслуживанию.

Ежедневный уход за станцией включает в себя:

- поддержание чистоты в салоне лабораторного блока и на платформе блока манифольда;
- внешний осмотр станции.

Профилактический осмотр предусматривает:

- проверку состояния пробоотборника преобразователя плотности ППВ;

- чистку и замену смазки в механизме для перемотки кабелей на станциях исполнения СКЦ2М-980 и СКЦМ2М-80-02;

- проверку состояния кабелей, монтажных элементов гидравлической линии, замену уплотнительных колец.

Технический осмотр включает работы по проверке приборов станции.

Внеплановое обслуживание предусматривает все ремонтные работы, в том числе связанные с заменой вышедших из строя приборов.

Порядок технического обслуживания станции и ее составных частей приведен в табл. 6.17.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Зависимость вероятности ошибок контроля первого рода от коэффициента точности при нормальном распределении контролируемых величин и погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,006	0,3	0,15	0,12	0,11	0,12	0,12
0,01	0,5	0,25	0,18	0,18	0,18	0,19
0,014	0,6	0,32	0,24	0,23	0,225	0,245
0,018	0,75	0,4	0,3	0,280	0,280	0,315
0,022	0,9	0,48	0,365	0,330	0,330	0,370
0,026	1,5	0,565	0,425	0,380	0,380	0,420
0,030	1,205	0,645	0,490	0,435	0,435	0,475
0,034	1,360	0,730	0,550	0,490	0,495	0,525
0,038	1,570	0,800	0,610	0,535	0,545	0,570
0,042	1,650	0,875	0,677	0,585	0,595	0,620
0,046	1,80	0,960	0,725	0,640	0,640	0,665
0,050	1,955	1,045	0,790	0,695	0,685	0,705
0,054	—	1,115	0,850	0,770	0,730	0,745
0,058	—	1,195	0,910	0,790	0,775	0,790
0,062	—	1,275	0,970	0,835	0,815	0,830
0,066	—	1,355	1,025	0,880	0,860	0,835
0,070	—	1,470	1,075	0,930	0,900	0,905
0,074	—	1,520	1,130	0,975	0,940	0,950
0,078	—	1,595	1,175	1,020	0,980	0,990
0,082	—	1,165	1,220	1,060	1,015	1,025
0,086	—	1,740	1,275	1,105	1,055	1,065
0,090	—	1,810	1,330	1,150	1,090	1,100
0,094	—	1,890	1,385	1,195	1,130	1,135
0,110	—	—	1,610	1,370	1,290	1,270
0,114	—	—	1,670	1,415	1,330	1,300
0,118	—	—	1,715	1,455	1,380	1,340
0,122	—	—	1,770	1,500	1,415	1,375
0,126	—	—	1,825	1,540	1,450	1,405
0,130	—	—	1,880	1,585	1,480	1,440
0,134	—	—	1,935	1,625	1,515	1,475
0,136	—	—	1,990	1,675	1,550	1,510
0,142	—	—	—	1,710	1,585	1,540
0,146	—	—	—	1,755	1,620	1,575
0,150	—	—	—	1,800	1,655	1,605
0,154	—	—	—	1,845	1,695	1,635
0,158	—	—	—	1,880	1,725	1,670
0,162	—	—	—	1,930	1,765	1,700
0,166	—	—	—	1,965	1,800	1,730
0,170	—	—	—	—	1,830	1,755
0,174	—	—	—	—	1,865	1,785
0,178	—	—	—	—	1,895	1,815
0,182	—	—	—	—	1,930	1,845
0,186	—	—	—	—	1,965	1,880
0,190	—	—	—	—	1,985	1,910

Продолжение прил. 1

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,194	—	—	—	—	—	1,945
0,198	—	—	—	—	—	1,975
0,202	—	—	—	—	—	—
0,006	0,140	0,195	0,255	0,300	0,675	0,500
0,01	0,220	0,290	0,370	0,465	0,750	0,650
0,014	0,290	0,380	0,440	0,550	0,840	0,750
0,018	0,355	0,440	0,510	0,615	0,930	0,840
0,022	0,430	0,500	0,575	0,680	1,00	0,900
0,026	0,465	0,565	0,655	0,735	1,055	0,940
0,030	0,520	0,630	0,710	0,795	1,100	0,975
0,034	0,570	0,675	0,765	0,840	1,145	—
0,038	0,625	0,725	0,815	0,885	1,190	—
0,042	0,670	0,770	0,885	0,930	1,230	—
0,046	0,720	0,815	0,900	0,980	1,270	—
0,050	0,770	0,855	0,945	1,020	—	—
0,054	0,815	0,895	0,980	1,060	—	—
0,058	0,855	0,935	1,025	1,100	—	—
0,062	0,895	0,970	1,055	1,135	—	—
0,066	0,935	1,005	1,090	1,165	—	—
0,070	0,975	1,045	1,125	1,195	—	—
0,074	1,010	1,080	1,155	—	—	—
0,078	1,045	1,115	1,185	—	—	—
0,082	1,075	1,150	1,220	—	—	—
0,086	1,110	1,175	1,250	—	—	—
0,090	1,140	1,205	1,285	—	—	—
0,094	1,175	1,235	1,315	—	—	—
0,098	1,210	1,265	—	—	—	—
0,102	1,240	1,295	—	—	—	—
0,106	1,280	1,325	—	—	—	—
0,110	1,310	1,355	—	—	—	—
0,114	1,345	1,390	—	—	—	—
0,118	1,375	1,420	—	—	—	—
0,122	1,415	1,450	—	—	—	—
0,126	1,440	1,475	—	—	—	—
0,130	1,460	—	—	—	—	—
0,134	1,485	—	—	—	—	—
0,138	1,515	—	—	—	—	—
0,142	1,540	—	—	—	—	—
0,146	1,565	—	—	—	—	—
0,150	1,595	—	—	—	—	—
0,154	1,625	—	—	—	—	—
0,158	1,655	—	—	—	—	—
0,162	1,690	—	—	—	—	—
0,166	—	—	—	—	—	—
0,170	—	—	—	—	—	—
0,174	—	—	—	—	—	—
0,178	—	—	—	—	—	—
0,182	—	—	—	—	—	—
0,186	—	—	—	—	—	—
0,190	—	—	—	—	—	—
0,194	—	—	—	—	—	—
0,198	—	—	—	—	—	—
0,202	—	—	—	—	—	—

Приложение 2

Зависимость вероятности ошибок контроля второго рода от коэффициента точности при нормальном распределении контролируемых величин и погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,006	0,3	0,15	0,1	0,08	0,1	0,12
0,01	0,45	0,25	0,18	0,15	0,17	0,22
0,014	0,6	0,35	0,25	0,23	0,25	0,41
0,018	0,76	0,44	0,33	0,30	0,335	0,43
0,022	0,9	0,52	0,40	0,375	0,415	0,56
0,026	1,075	0,615	0,480	0,445	0,515	0,71
0,030	1,25	0,705	0,55	0,535	0,60	0,90
0,034	1,42	0,795	0,625	0,615	0,715	1,14
0,038	1,60	0,885	0,70	0,70	0,83	1,415
0,042	1,76	0,975	0,775	0,775	1,000	1,78
0,046	1,92	1,070	0,855	0,885	1,20	—
0,050	—	1,175	0,930	0,980	1,37	—
0,054	—	1,27	1,000	1,075	1,505	—
0,058	—	1,370	1,120	1,200	1,635	—
0,062	—	1,470	1,220	1,310	1,770	—
0,066	—	1,585	1,335	1,465	1,920	—
0,070	—	1,700	1,415	1,520	—	—
0,074	—	1,810	1,510	1,750	—	—
0,078	—	1,930	1,615	1,910	—	—
0,082	—	—	1,730	—	—	—
0,086	—	—	1,870	—	—	—
0,090	—	—	—	—	—	—

Приложение 3

Зависимость вероятности ошибок контроля первого рода от коэффициента точности при нормальном распределении контролируемых величин и равномерном распределении погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,002	0,06	0,04	0,025	0,35	0,05	0,03
0,06	0,015	0,09	0,055	0,06	0,08	0,065
0,01	0,22	0,13	0,09	0,09	0,105	0,1
0,014	0,3	0,17	0,12	0,115	0,13	0,135
0,018	0,38	0,21	0,15	0,14	0,155	0,17
0,022	0,46	0,255	0,19	0,17	0,18	0,2
0,026	0,55	0,295	0,22	0,2	0,21	0,23
0,03	0,63	0,335	0,25	0,225	0,235	0,25
0,034	0,71	0,375	0,285	0,26	0,265	0,285
0,038	0,79	0,42	0,315	0,28	0,285	0,31
0,042	0,86	0,46	0,35	0,31	0,31	0,335
0,046	0,95	0,5	0,38	0,335	0,337	0,36
0,05	1,25	0,545	0,415	0,36	0,36	0,385
0,054	1,1	0,59	0,45	0,39	0,385	0,41
0,058	1,19	0,63	0,48	0,42	0,415	0,435
0,062	1,26	0,67	0,515	0,445	0,435	0,46
0,066	1,34	0,715	0,55	0,47	0,46	0,485
0,07	1,42	0,75	0,58	0,6	0,485	0,505

Продолжение прил. 3

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,074	1,5	0,795	0,615	0,52	0,505	0,53
0,078	1,58	0,84	0,65	0,545	0,525	0,55
0,082	1,66	0,88	0,68	0,57	0,55	0,57
0,086	1,74	0,92	0,7	0,595	0,575	0,59
0,106	—	1,12	0,815	0,72	0,68	0,685
0,11	—	1,165	0,835	0,74	0,70	0,705
0,114	—	1,2	0,86	0,765	0,72	0,725
0,118	—	1,25	0,885	0,785	0,74	0,74
0,122	—	1,285	0,985	0,81	0,76	0,76
0,126	—	1,33	0,93	0,83	0,78	0,78
0,13	—	1,37	0,95	0,85	0,8	0,795
0,134	—	1,41	0,98	0,875	0,82	0,81
0,138	—	1,45	1,15	0,895	0,84	0,83
0,142	—	1,49	1,5	0,915	0,86	0,845
0,146	—	1,53	1,75	0,94	0,88	0,86
0,15	—	1,57	1,11	0,96	0,895	0,875
0,154	—	1,615	1,14	0,985	0,915	0,895
0,158	—	1,66	1,17	1,03	0,93	0,91
0,162	—	1,7	1,2	1,05	0,95	0,925
0,166	—	1,74	1,234	1,077	0,97	0,945
0,17	—	1,78	1,265	1,09	0,99	0,96
0,174	—	1,825	1,295	1,1	1,02	0,975
0,178	—	1,865	1,325	1,11	1,05	0,999
0,192	—	1,91	1,36	1,135	1,07	1,01
0,186	—	1,95	1,38	1,155	1,09	1,02
0,19	—	1,985	1,41	1,18	1,1	1,035
0,194	—	—	1,44	1,2	1,11	1,05
0,198	—	—	1,465	1,22	1,12	1,06
0,202	—	—	1,495	1,24	1,13	1,075
0,206	—	—	1,525	1,265	1,14	1,09
0,210	—	—	1,550	1,284	1,165	1,105
0,214	—	—	1,575	1,305	1,180	1,120
0,218	—	—	1,605	1,330	1,200	1,13
0,222	—	—	1,635	1,350	1,220	1,145
0,226	—	—	1,655	1,370	1,235	1,160
0,230	—	—	1,695	1,390	1,255	1,170
0,234	—	—	1,720	1,415	1,270	1,190
0,238	—	—	1,750	1,435	1,290	1,205
0,242	—	—	1,785	1,455	1,310	1,225
0,246	—	—	1,810	1,475	1,325	1,240
0,250	—	—	1,840	1,495	1,340	1,260
0,254	—	—	1,870	1,520	1,360	1,275
0,258	—	—	1,900	1,540	1,375	1,295
0,262	—	—	1,930	1,560	1,395	1,310
0,266	—	—	1,960	1,585	1,410	1,330
0,270	—	—	1,990	1,605	1,424	1,340
0,274	—	—	—	1,630	1,445	1,355
0,278	—	—	—	1,650	1,460	1,370
0,282	—	—	—	1,670	1,480	1,390
0,286	—	—	—	1,690	1,495	1,405
0,290	—	—	—	1,715	1,515	1,420
0,294	—	—	—	1,735	1,530	1,435
0,298	—	—	—	1,755	1,545	1,450
0,302	—	—	—	1,775	1,565	1,465
0,306	—	—	—	1,795	1,580	1,480

Продолжение прил. 3

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,310	—	—	—	1,815	1,600	1,495
0,314	—	—	—	1,835	1,620	1,510
0,318	—	—	—	1,855	1,690	1,525
0,322	—	—	—	1,875	1,655	1,540
0,326	—	—	—	1,895	1,675	1,555
0,330	—	—	—	1,915	1,690	1,570
0,334	—	—	—	1,935	1,710	1,585
0,338	—	—	—	1,955	1,730	1,605
0,342	—	—	—	1,975	1,750	1,620
0,346	—	—	—	1,995	1,765	1,635
0,350	—	—	—	—	1,785	1,650
0,354	—	—	—	—	1,805	1,670
0,358	—	—	—	—	1,825	1,695
0,362	—	—	—	—	1,845	1,700
0,366	—	—	—	—	1,865	1,715
0,370	—	—	—	—	1,885	1,730
0,374	—	—	—	—	1,905	1,745
0,378	—	—	—	—	1,925	1,765
0,382	—	—	—	—	1,945	1,780
0,386	—	—	—	—	1,955	1,795
0,390	—	—	—	—	1,980	1,810
0,394	—	—	—	—	1,995	1,825
0,398	—	—	—	—	—	1,845
0,402	—	—	—	—	—	1,860
0,406	—	—	—	—	—	1,880
0,410	—	—	—	—	—	1,900
0,414	—	—	—	—	—	1,915

Продолжение прил. 3

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,0	2,25	2,50	2,75	3,00
0,002	0,030	0,040	0,05	0,075	0,120	0,150
0,006	0,075	0,100	0,125	0,175	0,250	0,250
0,010	0,120	0,145	0,190	0,260	0,325	0,365
0,014	0,160	0,190	0,245	0,315	0,390	0,440
0,018	0,195	0,235	0,295	0,365	0,445	0,495
0,022	0,230	0,280	0,340	0,410	0,485	0,525
0,026	0,270	0,315	0,375	0,445	0,520	0,560
0,030	0,300	0,350	0,410	0,475	0,550	0,590
0,034	0,325	0,390	0,445	0,510	0,580	0,615
0,038	0,355	0,415	0,470	0,535	0,605	0,645
0,042	0,385	0,440	0,495	0,560	0,630	0,670
0,046	0,410	0,465	0,520	0,590	0,650	0,690
0,050	0,440	0,485	0,545	0,610	0,670	0,710
0,054	0,460	0,515	0,565	0,630	0,690	0,730
0,058	0,480	0,535	0,590	0,650	0,710	0,750
0,062	0,500	0,560	0,610	0,670	0,730	0,765
0,066	0,525	0,580	0,635	0,690	0,745	0,780
0,070	0,545	0,605	0,655	0,710	0,760	0,800
0,074	0,570	0,625	0,680	0,725	0,775	0,815
0,078	0,585	0,640	0,695	0,740	0,795	0,830
0,082	0,603	0,660	0,715	0,760	0,810	0,845

Продолжение прил. 3

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,0	2,25	2,50	2,75	3,00
0,086	0,625	0,675	0,730	0,775	0,825	0,860
0,090	0,640	0,690	0,750	0,790	0,840	0,875
0,094	0,660	0,710	0,765	0,805	0,850	0,885
0,098	0,680	0,730	0,780	0,820	0,865	0,900
0,102	0,700	0,745	0,795	0,835	0,880	0,915
0,106	0,715	0,760	0,810	0,850	0,895	0,930
0,110	0,730	0,780	0,825	0,855	0,905	0,940
0,114	0,750	0,795	0,840	0,880	0,920	0,950
0,118	0,765	0,810	0,855	0,890	0,930	0,960
0,122	0,785	0,825	0,866	0,910	0,940	0,970
0,126	0,800	0,840	0,880	0,920	0,955	0,980
0,130	0,820	0,860	0,895	0,930	0,965	0,990
0,134	0,835	0,875	0,905	0,940	0,975	0,995
0,138	0,855	0,890	0,920	0,960	0,990	1,015
0,142	0,865	0,900	0,935	0,970	0,995	1,025
0,146	0,880	0,915	0,946	0,985	1,011	1,035
0,150	0,895	0,930	0,960	0,960	1,025	1,045
0,154	0,920	0,940	0,970	1,005	1,035	1,055
0,158	0,925	0,955	0,985	1,020	1,045	1,065
0,162	0,940	0,970	0,995	1,030	1,055	1,075
0,166	0,955	0,980	1,010	1,040	1,065	1,085
0,170	0,970	0,995	1,020	1,050	1,075	1,095
0,174	0,985	1,010	1,030	1,060	1,085	1,105
0,178	0,995	1,020	1,040	1,075	1,095	1,115
0,182	1,010	1,030	1,065	1,085	1,11	1,125
0,186	1,025	1,045	1,065	1,095	1,115	1,135
0,190	1,040	1,055	1,080	1,105	1,125	1,145
0,194	1,050	1,070	1,090	1,115	1,135	1,155
0,198	1,065	1,100	1,110	1,130	1,145	1,170
0,202	1,080	1,090	1,115	1,140	1,160	1,180
0,206	1,095	1,105	1,125	1,150	1,170	1,190
0,210	1,105	1,115	1,135	1,160	1,180	1,195
0,214	1,120	1,125	1,145	1,170	1,185	1,205
0,218	1,135	1,140	1,160	1,180	1,195	1,215
0,222	1,150	1,160	1,170	1,190	1,205	1,225
0,226	1,165	1,175	1,180	1,200	1,215	1,230
0,230	1,175	1,180	1,190	1,210	1,225	1,240
0,234	1,190	1,185	1,205	1,220	1,235	1,250
0,238	1,205	1,200	1,215	1,235	1,245	1,265
0,242	1,220	1,210	1,225	1,245	1,255	1,270
0,246	1,235	1,225	1,240	1,255	1,265	1,275
0,250	1,245	1,235	1,250	1,265	1,275	1,285
0,254	1,260	1,250	1,260	1,275	1,285	1,295
0,258	1,275	1,260	1,275	1,285	1,295	1,305
0,262	1,290	1,270	1,285	1,295	1,300	1,315
0,266	1,300	1,280	1,295	1,305	1,310	1,325
0,270	1,315	1,290	1,305	1,315	1,320	1,330
0,274	1,325	1,300	1,320	1,325	1,330	1,340
0,278	1,340	1,310	1,330	1,335	1,340	1,350
0,282	1,355	1,320	1,340	1,345	1,350	1,360
0,286	1,365	1,330	1,350	1,360	1,365	1,370
0,290	1,380	1,340	1,360	1,370	1,370	1,375
0,294	1,390	1,350	1,370	1,380	1,380	1,385
0,298	1,405	1,365	1,390	1,390	1,390	1,395
0,302	1,415	1,380	1,395	1,400	1,405	1,405

Продолжение прил. 3

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,0	2,25	2,50	2,75	3,00
0,306	1,430	1,390	1,405	1,410	1,415	1,415
0,310	1,445	1,405	1,415	1,420	1,425	1,420
0,314	1,455	1,420	1,425	1,430	1,440	1,430
0,318	1,470	1,435	1,435	1,440	1,450	1,440
0,322	1,485	1,445	1,445	1,450	1,460	1,450
0,326	1,495	1,460	1,455	1,460	1,470	1,460
0,330	1,510	1,475	1,470	1,480	1,480	1,470
0,334	1,525	1,490	1,480	1,480	1,490	1,485
0,338	1,535	1,505	1,490	1,495	1,505	1,495
0,342	1,550	1,520	1,505	1,505	1,510	1,505
0,346	1,565	1,535	1,515	1,515	1,520	1,515
0,350	1,575	1,550	1,530	1,530	1,530	1,525
0,354	1,590	1,560	1,540	1,540	1,540	1,535
0,358	1,605	1,575	1,550	1,550	1,555	1,545
0,362	1,620	1,590	1,566	1,560	1,565	1,555
0,366	1,635	1,600	1,580	1,575	1,575	1,565
0,370	1,645	1,615	1,590	1,585	1,585	1,575
0,374	1,660	1,630	1,605	1,595	1,600	1,590
0,378	1,675	1,645	1,620	1,605	1,610	1,600
0,382	1,690	1,655	1,630	1,620	1,620	1,610
0,386	1,705	1,670	1,645	1,630	1,635	1,620
0,390	1,720	1,680	1,660	1,645	1,645	1,635
0,394	1,735	1,695	1,670	1,655	1,655	1,645
0,398	1,750	1,710	1,685	1,670	1,670	1,655
0,402	1,765	1,720	1,700	1,680	1,680	1,666
0,406	1,780	1,730	1,710	1,690	1,690	1,680
0,410	1,795	1,745	1,725	1,705	1,700	—

Приложение 4

Зависимость вероятности ошибок контроля первого рода от коэффициента точности при распределении контролируемых величин по закону равной вероятности и нормальном распределении погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,002	0,275	0,05	0,025	0,025	0,003	0,025
0,006	0,470	0,155	0,100	0,090	0,075	0,070
0,010	0,650	0,270	0,175	0,140	0,115	0,100
0,014	0,810	0,375	0,240	0,180	0,150	0,125
0,018	0,985	0,470	0,325	0,240	0,200	0,180
0,022	1,225	0,575	0,385	0,300	0,235	0,190
0,026	1,420	0,690	0,470	0,355	0,280	0,230
0,030	1,590	0,800	0,545	0,400	0,325	0,265
0,034	1,754	0,895	0,610	0,455	0,365	0,295
0,038	1,925	1,005	0,685	0,500	0,400	0,330
0,042	—	1,150	0,750	0,560	0,450	0,370
0,046	—	1,260	0,825	0,610	0,445	0,495
0,050	—	1,350	0,890	0,660	0,530	0,440
0,054	—	1,440	0,950	0,715	0,570	0,475
0,058	—	1,545	1,015	0,765	0,610	0,515
0,062	—	1,665	1,125	0,825	0,660	0,550

Продолжение прил. 4

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,066	—	1,840	1,190	0,875	0,750	0,590
0,070	—	1,950	1,250	0,925	0,750	0,625
0,074	—	—	1,310	0,975	0,780	0,670
0,078	—	—	1,375	1,050	0,825	0,715
0,082	—	—	1,440	1,120	0,875	0,740
0,110	—	—	—	1,450	1,175	0,965
0,114	—	—	—	1,515	1,200	1,000
0,118	—	—	—	1,565	1,250	1,080
0,122	—	—	—	1,615	1,290	1,105
0,126	—	—	—	1,675	1,330	1,130
0,130	—	—	—	1,715	1,375	1,155
0,134	—	—	—	1,765	1,415	1,180
0,138	—	—	—	1,820	1,450	1,220
0,142	—	—	—	1,870	1,500	1,250
0,146	—	—	—	1,925	1,540	1,280
0,150	—	—	—	1,975	1,575	1,315
0,154	—	—	—	—	1,625	1,350
0,158	—	—	—	—	1,675	1,390
0,162	—	—	—	—	1,710	1,420
0,166	—	—	—	—	1,740	1,470
0,170	—	—	—	—	1,795	1,500
0,174	—	—	—	—	1,835	1,525
0,178	—	—	—	—	1,875	1,570
0,182	—	—	—	—	1,925	1,600
0,186	—	—	—	—	1,970	1,640
0,190	—	—	—	—	2,000	1,675
0,194	—	—	—	—	—	1,735
0,198	—	—	—	—	—	1,800
0,202	—	—	—	—	—	1,840
0,206	—	—	—	—	—	1,870
0,210	—	—	—	—	—	1,885

Продолжение прил. 4

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,002	0,02	0,125	0,200	0,350	0,425	0,475
0,006	0,04	0,145	0,280	0,365	0,445	0,480
0,010	0,075	0,170	0,285	0,380	0,450	0,500
0,014	0,100	0,185	0,310	0,390	0,465	0,510
0,018	0,135	0,215	0,325	0,405	0,475	0,520
0,022	0,170	0,235	0,340	0,420	0,485	0,535
0,026	0,210	0,260	0,355	0,435	0,505	0,545
0,030	0,235	0,265	0,370	0,450	0,510	0,556
0,034	0,265	0,300	0,385	0,460	0,520	0,570
0,038	0,290	0,325	0,400	0,475	0,535	0,580
0,042	0,320	0,345	0,415	0,485	0,545	0,590
0,046	0,350	0,370	0,430	0,505	0,560	0,605
0,050	0,375	0,395	0,445	0,510	0,575	0,616
0,054	0,410	0,410	0,460	0,525	0,585	0,625
0,058	0,440	0,430	0,480	0,540	0,595	0,635
0,062	0,470	0,450	0,495	0,550	0,610	0,650
0,066	0,505	0,475	0,510	0,565	0,625	0,680

Продолжение прил. 4

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,070	0,515	0,495	0,525	0,580	0,635	0,675
0,074	0,560	0,520	0,540	0,590	0,645	0,685
0,078	0,585	0,560	0,565	0,605	0,660	0,695
0,082	0,610	0,580	0,585	0,630	0,670	0,703
0,086	0,650	0,610	0,610	0,630	0,680	0,720
0,090	0,675	0,635	0,630	0,650	0,700	0,725
0,094	0,705	0,665	0,655	0,670	0,705	0,735
0,098	0,740	0,685	0,675	0,680	0,720	0,750
0,102	0,770	0,710	0,700	0,695	0,730	0,765
0,106	0,810	0,735	0,715	0,710	0,750	0,770
0,110	0,830	0,760	0,735	0,730	0,760	0,790
0,114	0,810	0,780	0,750	0,745	0,770	0,800
0,118	0,890	0,800	0,770	0,765	0,785	0,815
0,122	0,975	0,825	0,795	0,785	0,790	0,825
0,126	0,955	0,855	0,815	0,800	0,800	0,835
0,130	0,975	0,875	0,835	0,815	0,825	0,850
0,134	1,005	0,895	0,855	0,830	0,840	0,860
0,138	1,060	0,925	0,875	0,850	0,855	0,870
0,142	1,095	0,950	0,900	0,870	0,870	0,885
0,146	1,120	0,980	0,925	0,890	0,890	0,895
0,150	1,140	1,005	0,940	0,910	0,900	0,910
0,154	1,155	1,050	0,965	0,925	0,915	0,920
0,158	1,190	1,090	0,985	0,945	0,930	0,930
0,162	1,225	1,105	1,010	0,965	0,945	0,945
0,166	1,130	1,125	1,030	0,980	0,970	0,955
0,170	1,285	1,150	1,065	1,000	0,980	0,970
0,174	1,320	1,170	1,080	1,020	0,990	0,985
0,178	1,350	1,195	1,105	1,040	1,010	0,995
0,182	1,375	1,220	1,115	1,060	1,030	—
0,186	1,420	1,250	1,140	1,080	1,045	—
0,190	1,440	1,260	1,160	1,100	1,070	—
0,194	1,485	1,280	1,180	1,115	1,080	—
0,198	1,540	1,310	1,200	1,135	—	—
0,202	1,575	1,335	1,230	1,160	—	—
0,206	1,600	1,355	1,255	1,180	—	—
0,210	1,620	1,380	1,275	1,200	—	—

Приложение 5

Зависимость вероятности ошибок контроля второго рода от коэффициента точности при равномерном распределении контролируемых величин и нормальном распределении погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,002	1,050	0,110	0,035	0,050	—	—
0,006	1,140	0,200	0,115	0,100	—	—
0,010	1,250	0,300	0,175	0,150	—	—
0,014	1,350	0,400	0,245	0,200	—	—
0,018	1,475	0,500	0,325	0,250	—	—
0,022	1,575	0,600	0,395	0,300	—	—
0,026	1,695	0,705	0,475	0,350	—	—

Продолжение прил. 5

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,030	1,800	0,800	0,540	0,400	—	—
0,034	1,895	0,900	0,605	0,450	—	—
0,038	2,000	1,000	0,690	0,500	—	—
0,042	—	1,105	0,750	—	—	—
0,046	—	1,224	0,825	—	—	—
0,050	—	1,325	0,895	—	—	—
0,054	—	1,425	0,955	—	—	—
0,058	—	—	—	—	—	—

Приложение 6

Зависимость вероятности ошибок контроля первого рода от коэффициента точности при треугольном распределении контролируемых величин и погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,006	—	—	—	—	—	—
0,010	—	—	—	—	—	—
0,014	—	—	—	—	—	0,170
0,018	—	—	—	—	0,200	0,215
0,022	—	—	—	0,250	0,240	0,255
0,026	—	—	0,365	0,295	0,250	0,295
0,030	—	0,530	0,415	0,345	0,325	0,330
0,034	1,070	0,600	0,465	0,385	0,365	0,375
0,038	1,200	0,665	0,525	0,426	0,410	0,415
0,042	1,320	0,735	0,574	0,480	0,445	0,450
0,046	1,450	0,800	0,625	0,520	0,485	0,490
0,050	1,575	0,865	0,670	0,560	0,520	0,525
0,054	1,700	0,930	0,725	0,605	0,560	0,580
0,058	1,820	1,000	0,775	0,650	0,600	0,595
0,062	1,935	1,060	0,815	0,685	0,635	0,625
0,066	—	1,125	0,865	0,730	0,670	0,665
0,070	—	1,190	0,910	0,765	0,705	0,695
0,074	—	1,250	0,960	0,810	0,740	0,720
0,078	—	1,310	1,000	0,845	0,775	0,755
0,082	—	1,375	1,045	0,885	0,810	0,785
0,086	—	1,440	1,090	0,925	0,845	0,810
0,106	—	1,755	1,310	1,110	1,020	0,970
0,110	—	1,815	1,350	1,145	1,050	1,000
0,114	—	1,875	1,395	1,180	1,075	1,030
0,118	—	1,940	1,435	1,225	1,105	1,055
0,122	—	2,000	1,475	1,250	1,135	1,085
0,126	—	—	1,525	1,285	1,165	1,110
0,130	—	—	1,565	1,320	1,195	1,135
0,134	—	—	1,605	1,355	1,220	1,165
0,138	—	—	1,650	1,385	1,250	1,190
0,142	—	—	1,690	1,420	1,280	1,215
0,146	—	—	1,730	1,450	1,305	1,240
0,150	—	—	1,775	1,485	1,335	1,265
0,154	—	—	1,815	1,515	1,365	1,290
0,158	—	—	1,855	1,545	1,395	1,315
0,162	—	—	1,900	1,580	1,420	1,340

Продолжение прил. 6

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,166	—	—	1,935	1,615	1,445	1,365
0,170	—	—	1,975	1,645	1,475	1,390
0,174	—	—	—	1,680	1,500	1,410
0,178	—	—	—	1,715	1,525	1,435
0,182	—	—	—	1,745	1,550	1,460
0,186	—	—	—	1,775	1,580	1,485
0,190	—	—	—	1,805	1,605	1,505
0,194	—	—	—	1,830	1,635	1,530
0,198	—	—	—	1,860	1,660	1,550
0,202	—	—	—	1,890	1,685	1,575
0,206	—	—	—	1,920	1,710	1,600
0,210	—	—	—	1,950	1,735	1,620
0,214	—	—	—	1,980	1,765	1,645
0,218	—	—	—	—	1,785	1,665
0,222	—	—	—	—	1,810	1,685
0,226	—	—	—	—	1,835	1,705
0,230	—	—	—	—	1,860	1,725
0,234	—	—	—	—	1,885	1,750
0,238	—	—	—	—	1,905	1,770
0,242	—	—	—	—	1,930	1,790
0,246	—	—	—	—	1,955	1,810
0,250	—	—	—	—	1,980	1,830
0,254	—	—	—	—	—	1,850
0,258	—	—	—	—	—	1,870
0,262	—	—	—	—	—	1,890
0,266	—	—	—	—	—	1,910
0,270	—	—	—	—	—	1,930
0,274	—	—	—	—	—	1,950
0,278	—	—	—	—	—	1,970
0,282	—	—	—	—	—	1,990
0,286	—	—	—	—	—	—
0,290	—	—	—	—	—	—
0,294	—	—	—	—	—	—
0,298	—	—	—	—	—	—
0,302	—	—	—	—	—	—
0,306	—	—	—	—	—	—
0,310	—	—	—	—	—	—
0,314	—	—	—	—	—	—
0,318	—	—	—	—	—	—

Продолжение прил. 6

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,006	—	—	0,170	0,325	0,570	0,875
0,010	—	0,170	0,240	0,400	0,640	0,910
0,014	0,175	0,225	0,300	0,455	0,685	0,940
0,018	0,225	0,275	0,355	0,500	0,730	0,970
0,022	0,275	0,330	0,400	0,545	0,770	0,995
0,026	0,320	0,380	0,450	0,595	0,805	1,026
0,030	0,360	0,415	0,495	0,635	0,840	1,050
0,034	0,395	0,455	0,530	0,670	0,855	1,075
0,038	0,400	0,490	0,575	0,710	0,900	1,100
0,42	0,475	0,525	0,610	0,745	0,925	1,120

Продолжение прил. 6

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,046	0,505	0,565	0,655	0,775	0,950	1,140
0,050	0,545	0,605	0,690	0,810	0,975	1,165
0,054	0,580	0,610	0,725	0,840	1,000	1,185
0,058	0,610	0,670	0,755	0,865	1,025	1,205
0,062	0,645	0,695	0,780	0,895	1,045	1,225
0,066	0,675	0,725	0,810	0,920	1,070	1,245
0,070	0,710	0,755	0,835	0,945	1,090	1,260
0,074	0,740	0,785	0,860	0,870	1,180	1,280
0,078	0,775	0,815	0,890	0,995	1,185	1,300
0,082	0,805	0,845	0,914	1,015	1,155	1,315
0,086	0,835	0,880	0,940	1,040	1,175	1,335
0,090	0,870	0,905	0,965	1,060	1,200	1,350
0,094	0,895	0,930	0,990	1,085	1,215	1,365
0,098	0,920	0,955	1,020	1,105	1,235	1,385
0,102	0,945	0,985	1,040	1,125	1,250	1,400
0,106	0,875	1,005	1,065	1,150	1,270	1,420
0,010	1,000	1,030	1,090	1,170	1,290	1,435
0,114	1,025	1,055	1,110	1,190	1,305	1,450
0,118	1,059	1,080	1,130	1,210	1,325	1,465
0,122	1,075	1,095	1,150	1,230	1,345	1,480
0,126	1,110	1,130	1,170	1,250	1,355	1,495
0,130	1,125	1,155	1,195	1,270	1,380	1,510
0,134	1,145	1,175	1,210	1,290	1,385	1,520
0,138	1,175	1,195	1,230	1,310	1,410	1,535
0,142	1,195	1,215	1,250	1,325	1,435	1,545
0,146	1,220	1,235	1,270	1,340	1,445	1,560
0,150	1,245	1,255	1,290	1,360	1,460	1,570
0,154	1,265	1,680	1,210	1,375	1,480	1,585
0,158	1,290	1,300	1,330	1,395	1,495	1,600
0,162	1,315	1,320	1,345	1,405	1,505	1,615
0,166	1,335	1,340	1,356	1,425	1,520	1,625
0,170	1,355	1,360	1,385	1,440	1,535	1,640
0,174	1,380	1,380	1,400	1,455	1,550	1,655
0,178	1,400	1,400	1,420	1,470	1,565	1,670
0,182	1,420	1,420	1,435	1,490	1,580	—
0,186	1,440	1,435	1,455	1,505	1,595	—
0,190	1,460	1,455	1,470	1,520	1,605	—
0,194	1,480	1,475	1,490	1,535	1,620	—
0,198	1,500	1,485	1,510	1,550	1,635	—
0,202	1,515	1,510	1,525	1,565	1,645	—
0,206	1,535	1,530	1,540	1,585	1,660	—
0,210	1,560	1,550	1,555	1,600	1,675	—
0,214	1,580	1,565	1,570	1,615	1,615	—
0,218	1,600	1,585	1,585	1,630	1,700	—
0,222	1,615	1,600	1,605	1,645	1,710	—
0,226	1,635	1,620	1,625	1,660	1,725	—
0,230	1,655	1,640	1,640	1,670	1,735	—
0,234	1,675	1,655	1,655	1,685	1,750	—
0,238	1,695	1,670	1,675	1,700	1,760	—
0,242	1,710	1,690	1,685	1,710	1,779	—
0,246	1,730	1,705	1,700	1,725	1,785	—
0,250	1,750	1,720	1,715	1,740	1,880	—
0,254	1,765	1,740	1,730	1,750	1,810	—
0,258	1,785	1,755	1,750	1,765	1,820	—
0,262	1,810	1,770	1,765	1,780	—	—

Продолжение прил. 6

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,266	1,825	1,785	1,785	1,795	—	—
0,270	1,845	1,800	1,800	1,805	—	—
0,274	1,865	1,820	1,815	1,820	—	—
0,278	1,880	1,835	1,835	1,830	—	—
0,282	1,900	1,850	1,855	1,845	—	—
0,286	1,915	1,865	1,875	1,860	—	—
0,290	1,930	1,885	1,890	1,870	—	—
0,294	1,950	1,900	1,905	1,885	—	—
0,298	1,965	1,910	1,920	1,895	—	—
0,302	1,980	1,925	1,930	1,905	—	—
0,306	2,000	1,940	1,945	1,920	—	—
0,310	—	1,955	1,960	1,935	—	—
0,314	—	1,970	1,975	1,945	—	—
0,318	—	1,985	1,990	1,960	—	—

Приложение 7

Зависимость вероятности ошибок контроля второго рода от коэффициента точности при треугольном распределении контролируемых величин и погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,006	0,18	1,13	0,1	0,08	0,07	0,08
0,010	0,31	0,20	0,15	0,125	0,11	0,135
0,014	0,44	0,27	0,20	0,17	0,15	0,17
0,018	0,57	0,34	0,255	0,21	0,20	0,21
0,022	0,70	0,40	0,31	0,25	0,23	0,25
0,026	0,82	0,47	0,365	0,30	0,275	0,28
0,030	0,95	0,53	0,415	0,35	0,32	0,325
0,034	1,07	0,600	0,465	0,395	0,38	0,37
0,038	1,20	0,665	0,525	0,44	0,40	0,41
0,042	1,32	0,795	0,575	0,48	0,44	0,43
0,048	1,430	0,800	0,625	0,525	0,49	0,49
0,050	1,575	0,865	0,670	0,57	0,525	0,53
0,054	1,700	0,900	0,725	0,61	0,56	0,57
0,058	1,820	1,000	0,775	0,605	0,60	0,62
0,062	1,935	1,000	0,815	0,695	0,635	0,67
0,066	—	1,123	0,865	0,73	0,68	0,71
0,070	—	1,190	0,910	0,78	0,71	0,75
0,074	—	1,260	0,960	0,814	0,74	0,79
0,078	—	1,310	1,000	0,960	0,78	0,85
0,082	—	1,375	1,045	0,895	0,81	1,05
0,086	—	1,440	1,000	0,93	0,85	1,6
0,090	—	1,500	1,135	0,96	0,88	—

Приложение 8

Зависимость вероятности ошибок контроля второго рода от коэффициента точности при треугольном распределении контролируемых величин и погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,002	0,110	0,006	0,002	—	—	0,002
0,006	0,170	0,110	0,006	0,003	—	0,005
0,010	0,250	0,150	0,100	0,006	0,005	0,007
0,014	0,340	0,190	0,135	0,105	0,009	0,110
0,018	0,425	0,240	0,175	0,140	0,124	0,145
0,022	0,495	0,285	0,210	0,175	0,160	0,170
0,026	0,575	0,330	0,245	0,215	0,190	0,195
0,030	0,650	0,370	0,275	0,230	0,220	0,220
0,034	0,740	0,410	0,310	0,260	0,245	0,245
0,038	0,810	0,455	0,340	0,290	0,270	0,270
0,042	0,880	0,500	0,375	0,320	0,320	0,295
0,046	0,965	0,540	0,405	0,350	0,325	0,320
0,050	1,040	0,585	0,440	0,375	0,355	0,350
0,054	1,120	0,635	0,475	0,405	0,380	0,375
0,058	1,200	0,675	0,505	0,435	0,405	0,395
0,062	1,275	0,715	0,540	0,465	0,430	0,420
0,066	1,355	0,760	0,570	0,495	0,450	0,455
0,070	1,435	0,805	0,605	0,520	0,475	0,460
0,074	1,515	0,850	0,635	0,545	0,500	0,495
0,078	1,595	0,895	0,670	0,570	0,525	0,515
0,082	1,670	0,935	0,700	0,595	0,545	0,540
0,106	—	1,185	0,880	0,750	0,680	0,665
0,110	—	1,225	0,910	0,775	0,705	0,685
0,114	—	1,265	0,940	0,800	0,725	0,700
0,118	—	1,305	0,970	0,820	0,745	0,720
0,122	—	1,345	1,000	0,845	0,770	0,740
0,126	—	1,385	1,030	0,870	0,790	0,755
0,130	—	1,430	1,055	0,890	0,810	0,775
0,134	—	1,470	1,085	0,915	0,830	0,795
0,138	—	1,510	1,115	0,935	0,850	0,810
0,142	—	1,545	1,140	0,960	0,870	0,830
0,146	—	1,585	1,170	0,980	0,890	0,845
0,150	—	1,625	1,195	1,005	0,910	0,865
0,154	—	1,660	1,225	1,025	0,930	0,880
0,158	—	1,700	1,255	1,050	0,950	0,900
0,162	—	1,735	1,280	1,070	0,970	0,915
0,166	—	1,775	1,310	1,095	0,990	0,935
0,170	—	1,815	1,340	1,115	1,010	0,950
0,174	—	1,845	1,365	1,140	1,025	0,970
0,178	—	1,885	1,390	1,160	1,045	0,990
0,182	—	1,925	1,415	1,180	1,065	1,005
0,186	—	1,965	1,445	1,205	1,080	1,020
0,190	—	2,000	1,470	1,225	1,110	1,035
0,194	—	—	1,495	1,250	1,120	1,050
0,198	—	—	1,525	1,270	1,135	1,065
0,202	—	—	1,550	1,295	1,155	1,080
0,206	—	—	1,575	1,310	1,175	1,110
0,210	—	—	1,605	1,135	1,190	1,115
0,214	—	—	1,635	1,355	1,210	1,100
0,218	—	—	1,660	1,375	1,225	1,145
0,222	—	—	1,685	1,395	1,240	1,160

Продолжение прил. 8

Вероят- ность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,226	—	—	1,710	1,415	1,260	1,175
0,230	—	—	1,735	1,435	1,275	1,190
0,234	—	—	1,755	1,455	1,290	1,205
0,238	—	—	1,780	1,475	1,310	1,220
0,242	—	—	1,805	1,495	1,325	1,230
0,246	—	—	1,825	1,515	1,340	1,250
0,250	—	—	1,850	1,530	1,360	1,260
0,254	—	—	1,875	1,550	1,375	1,275
0,258	—	—	1,900	1,570	1,390	1,290
0,262	—	—	1,920	1,585	1,405	1,305
0,266	—	—	1,945	1,610	1,425	1,320
0,270	—	—	1,970	1,630	1,440	1,335
0,274	—	—	1,995	1,645	1,455	1,350
0,278	—	—	—	1,665	1,470	1,385
0,282	—	—	—	1,685	1,485	1,375
0,286	—	—	—	1,700	1,500	1,390
0,290	—	—	—	1,720	1,515	1,405
0,294	—	—	—	1,740	1,530	1,415
0,298	—	—	—	1,760	1,550	1,430
0,302	—	—	—	1,775	1,560	1,445
0,306	—	—	—	1,795	1,580	1,455
0,310	—	—	—	1,815	1,595	1,470
0,314	—	—	—	1,830	1,610	1,480
0,318	—	—	—	1,845	1,625	1,495
0,322	—	—	—	1,865	1,640	1,550
0,326	—	—	—	1,880	1,655	1,520
0,330	—	—	—	1,900	1,670	1,535
0,334	—	—	—	1,915	1,685	1,550
0,338	—	—	—	1,935	1,700	1,560
0,342	—	—	—	1,950	1,715	1,575
0,346	—	—	—	1,970	1,730	1,585
0,350	—	—	—	1,985	1,745	1,600
0,354	—	—	—	—	1,755	1,610
0,358	—	—	—	—	1,770	1,625
0,362	—	—	—	—	1,785	1,640
0,366	—	—	—	—	1,800	1,650
0,370	—	—	—	—	1,815	1,665
0,374	—	—	—	—	1,830	1,675
0,378	—	—	—	—	1,845	1,690
0,382	—	—	—	—	1,855	1,700
0,386	—	—	—	—	1,870	1,710
0,390	—	—	—	—	1,880	1,720
0,394	—	—	—	—	1,900	1,730
0,398	—	—	—	—	1,910	1,745
0,402	—	—	—	—	1,930	1,755
0,406	—	—	—	—	1,940	1,765
0,410	—	—	—	—	1,955	1,780
0,414	—	—	—	—	1,970	1,790
0,418	—	—	—	—	1,885	1,800
0,422	—	—	—	—	1,995	1,910
0,426	—	—	—	—	—	1,825

Продолжение прил. 8

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,002	0,003	0,006	0,006	0,100	0,470	0,750
0,006	0,006	0,100	0,110	0,255	0,530	0,780
0,010	0,100	0,125	0,155	0,300	0,575	0,810
0,014	0,130	1,155	0,205	0,345	0,610	0,840
0,018	1,155	1,185	0,245	0,380	0,640	0,865
0,022	0,185	0,220	0,275	0,420	0,670	0,890
0,026	0,215	0,250	0,315	0,450	0,695	0,915
0,030	0,245	0,280	0,345	0,480	0,720	0,940
0,034	0,275	0,310	0,370	0,505	0,745	0,955
0,038	0,305	0,340	0,400	0,530	0,765	0,975
0,042	0,325	0,365	0,425	0,550	0,785	0,995
0,046	0,350	0,395	0,450	0,575	0,805	1,010
0,050	0,375	0,415	0,475	0,600	0,830	1,025
0,054	0,335	0,440	0,495	0,620	0,845	1,040
0,058	0,425	0,460	0,520	0,640	0,860	1,055
0,062	0,450	0,485	0,540	0,665	0,880	1,070
0,066	0,470	0,505	0,560	0,680	0,895	1,085
0,070	0,490	0,630	0,580	0,695	0,910	1,100
0,074	0,510	0,550	0,605	0,715	0,925	0,115
0,078	0,530	0,570	0,625	0,730	0,940	1,130
0,082	0,555	0,590	0,645	0,745	0,955	1,145
0,090	0,590	0,630	0,685	0,780	0,985	1,170
0,094	0,610	0,645	0,700	0,795	1,000	1,185
0,098	0,630	0,665	0,715	0,810	1,015	1,195
0,102	0,645	0,680	0,730	0,825	1,025	1,205
0,106	0,665	0,695	0,745	0,840	1,040	1,220
0,110	0,685	0,715	0,765	0,855	1,050	1,230
0,114	0,700	0,730	0,780	0,870	1,065	1,240
0,118	0,725	0,745	0,795	0,880	1,080	1,255
0,122	0,740	0,760	0,810	0,900	1,090	1,260
0,126	0,760	0,780	0,820	0,920	1,105	1,270
0,130	0,775	0,795	0,835	0,925	1,115	1,280
0,134	0,790	0,910	0,850	0,940	1,125	1,290
0,138	0,810	0,825	0,865	0,950	1,140	1,300
0,142	0,825	0,845	0,880	0,965	1,150	1,315
0,146	0,845	0,860	0,895	0,980	1,160	1,320
0,150	0,860	0,875	0,910	0,995	1,175	1,330
0,154	0,875	0,890	0,920	1,000	1,185	1,345
0,158	0,890	0,905	0,935	1,020	1,195	1,350
0,162	0,905	0,920	0,950	1,030	1,205	1,355
0,166	0,920	0,930	0,960	1,040	1,215	1,370
0,170	0,935	0,945	0,975	1,050	1,225	1,300
0,174	0,950	0,960	0,985	1,065	1,235	1,395
0,178	0,965	0,970	1,000	1,075	1,245	1,405
0,182	0,980	0,985	1,010	1,085	1,255	1,415
0,186	0,995	1,000	1,025	1,095	1,365	1,425
0,190	1,010	1,015	1,635	1,110	1,275	1,435
0,194	1,025	1,030	1,045	1,120	1,285	1,445
0,198	1,040	1,040	1,060	1,130	1,295	1,450
0,202	1,050	1,055	1,070	1,140	1,305	1,460
0,206	1,065	1,070	1,085	1,150	1,315	1,470
0,210	1,080	1,080	1,095	1,160	1,325	1,480
0,214	1,095	1,095	1,105	1,170	1,335	1,485
0,218	1,105	1,105	1,120	1,180	1,345	1,495
0,222	1,120	1,120	1,130	1,190	1,355	1,500

Продолжение прил. 8

Вероят- ность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,226	1,135	1,130	1,140	1,205	1,365	1,510
0,230	1,150	1,140	1,150	1,210	1,375	1,515
0,234	1,160	1,155	1,160	1,220	1,385	1,525
0,238	1,175	1,165	1,175	1,230	1,395	1,535
0,242	1,190	1,180	1,185	1,240	1,400	1,540
0,246	1,200	1,190	1,195	1,250	1,410	1,545
0,250	1,220	1,200	1,205	1,260	1,420	1,555
0,254	1,230	1,210	1,215	1,270	1,430	1,565
0,258	1,245	1,225	1,225	1,280	1,440	1,575
0,262	1,260	1,235	1,235	1,290	1,450	1,580
0,266	1,270	1,245	1,245	1,295	1,460	1,585
0,270	1,285	1,260	1,255	1,310	1,470	1,595
0,274	1,300	1,270	1,265	1,320	1,475	1,600
0,278	1,315	1,280	1,275	1,325	1,480	1,610
0,282	1,325	1,295	1,285	1,335	1,490	1,615
0,286	1,335	1,305	1,295	1,345	1,500	1,625
0,290	1,350	1,315	1,300	1,355	1,505	1,630
0,294	1,360	1,330	1,310	1,365	1,510	1,640
0,298	1,375	1,340	1,325	1,370	1,520	1,650
0,302	1,385	1,350	1,335	1,380	1,530	1,655
0,306	1,400	1,360	1,345	1,390	1,535	1,665
0,310	1,410	1,370	1,350	1,395	1,545	—
0,314	1,425	1,380	1,360	1,410	1,555	—
0,318	1,435	1,395	1,370	1,415	1,565	—
0,322	1,405	1,400	1,380	1,425	1,570	—
0,326	1,460	1,410	1,390	1,435	1,580	—
0,330	1,470	1,420	1,400	1,440	1,585	—
0,334	1,480	1,430	1,405	1,450	1,595	—
0,338	1,490	1,440	1,425	1,460	1,600	—
0,342	1,500	1,450	1,425	1,465	1,605	—
0,346	1,510	1,460	1,435	1,475	1,615	—
0,350	1,520	1,470	1,445	1,480	1,625	—
0,354	1,530	1,480	1,455	1,485	1,630	—
0,358	1,540	1,490	1,465	1,495	1,635	—
0,362	1,550	1,500	1,470	1,505	1,645	—
0,366	1,560	1,510	1,480	1,510	1,650	—
0,370	1,570	1,520	1,490	1,520	1,660	—
0,374	1,580	1,530	1,500	1,530	1,665	—
0,378	1,590	1,540	1,510	1,535	1,675	—
0,382	1,600	1,550	1,520	1,545	1,680	—
0,386	1,610	1,560	1,525	1,550	1,690	—
0,390	1,620	1,570	1,535	1,560	1,695	—
0,394	1,730	1,580	1,545	1,570	1,700	—
0,398	1,645	1,590	1,550	1,575	1,710	—
0,402	1,655	1,600	1,560	1,585	1,715	—
0,406	1,660	1,610	1,570	1,590	1,720	—
0,410	1,670	1,620	1,580	1,595	1,725	—
0,414	1,680	1,625	1,585	1,605	1,735	—
0,418	1,690	1,635	1,595	1,615	1,740	—
0,424	1,705	1,645	1,605	1,620	1,745	—
0,426	1,710	1,655	1,610	1,630	1,750	—

Приложение 9

Зависимость вероятности ошибок контроля второго рода от коэффициента точности при треугольном распределении контролируемых величин и равномерном распределении погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,002	0,110	0,006	0,002	0,003	0,003	0,006
0,006	0,175	0,110	0,005	0,006	0,006	0,008
0,010	0,250	0,150	0,100	0,009	0,009	0,100
0,014	0,340	0,190	0,130	0,130	0,120	0,125
0,018	0,420	0,240	0,180	0,150	0,140	0,130
0,022	0,490	0,280	0,210	0,180	0,170	0,170
0,026	0,570	0,330	0,250	0,210	0,190	0,190
0,030	0,650	0,370	0,285	0,235	0,220	0,220
0,034	0,740	0,410	0,310	0,260	0,240	0,245
0,038	0,810	0,460	0,340	0,290	0,270	0,270
0,042	0,830	0,500	0,375	0,320	0,295	0,290
0,046	0,960	0,540	0,405	0,350	0,320	0,320
0,050	1,040	0,585	0,440	0,380	0,350	0,340
0,054	1,120	0,535	0,475	0,400	0,375	0,370
0,058	1,200	0,675	0,505	0,430	0,400	0,390
0,062	1,275	0,715	0,540	0,460	0,420	0,415
0,066	1,355	0,760	0,570	0,490	0,450	0,440
0,070	1,435	0,805	0,605	0,520	0,470	0,465
0,074	1,515	0,850	0,635	0,540	0,494	0,485
0,078	1,595	0,895	0,670	0,565	0,520	0,510
0,082	1,670	0,935	0,700	0,600	0,540	0,530
0,086	1,750	0,875	0,730	0,620	0,565	0,555
0,090	1,825	1,020	0,760	0,650	0,590	0,580
0,094	1,905	1,060	0,795	0,670	0,610	0,600
0,098	1,985	1,105	0,820	0,695	0,635	0,620
0,102	—	1,145	0,850	0,720	0,655	0,640
0,106	—	1,185	0,880	0,750	0,675	0,660
0,110	—	1,225	0,910	0,770	0,700	0,685
0,114	—	1,265	0,940	0,795	0,720	0,710
0,116	—	1,305	0,970	0,820	0,740	0,740
0,122	—	1,345	1,000	0,840	0,765	0,760
0,126	—	1,385	1,030	0,860	0,790	0,780
0,130	—	1,530	1,055	0,875	0,805	0,810
0,134	—	1,470	1,085	0,915	0,825	0,830
0,138	—	1,510	1,115	0,935	0,850	0,855
0,142	—	1,545	1,140	0,955	0,865	0,885
0,146	—	1,585	1,170	0,975	0,885	0,900
0,150	—	1,625	1,195	0,980	0,605	0,930
0,154	—	1,660	1,225	1,030	0,925	0,950
0,158	—	1,700	1,255	1,050	0,950	0,970
0,162	—	1,735	1,280	1,070	0,965	1,000
0,166	—	1,775	1,310	1,090	0,985	1,025
0,170	—	1,815	1,340	1,105	1,005	1,050
0,174	—	1,845	1,365	1,140	1,025	1,080
0,178	—	1,885	1,390	1,160	1,050	1,110
0,182	—	1,925	1,415	1,180	1,070	1,135
0,186	—	1,935	1,445	1,205	1,090	1,170
0,190	—	2,000	1,470	1,230	1,110	1,190

Приложение 10

Зависимость вероятности ошибок контроля первого рода от коэффициента точности при равномерном распределении контролируемых величин и треугольном распределении погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,026	1,09	0,545	0,355	0,275	0,225	0,185
0,030	1,265	0,630	0,420	0,315	0,255	0,215
0,034	1,430	0,715	0,480	0,355	0,285	0,240
0,038	1,600	0,800	0,530	0,400	0,320	0,270
0,042	1,755	0,880	0,590	0,440	0,355	0,295
0,046	1,925	0,965	0,655	0,485	0,385	0,325
0,050	—	1,050	0,700	0,525	0,420	0,350
0,054	—	1,135	0,755	0,565	0,455	0,375
0,058	—	1,215	0,805	0,605	0,480	0,400
0,062	—	1,295	0,860	0,645	0,520	0,430
0,066	—	1,380	0,920	0,690	0,555	0,455
0,070	—	1,465	0,975	0,730	0,585	0,485
0,074	—	1,545	1,050	0,775	0,620	0,515
0,078	—	1,630	1,085	0,815	0,650	0,545
0,082	—	1,710	1,145	0,855	0,685	0,570
0,086	—	1,795	1,195	0,895	0,720	0,600
0,090	—	1,885	1,200	0,940	0,750	0,625
0,094	—	1,965	1,305	0,980	0,785	0,655
0,098	—	—	1,365	1,020	0,820	0,685
0,102	—	—	1,415	1,065	0,850	0,705
0,126	—	—	1,750	1,315	1,050	0,875
0,130	—	—	1,810	1,355	1,085	0,900
0,134	—	—	1,860	1,400	1,115	0,930
0,138	—	—	1,915	1,440	1,150	0,960
0,142	—	—	1,975	1,485	1,185	0,985
0,146	—	—	—	1,565	1,220	1,015
0,150	—	—	—	1,565	1,255	1,045
0,154	—	—	—	1,605	1,285	1,070
0,158	—	—	—	1,650	1,320	1,100
0,162	—	—	—	1,690	1,355	1,125
0,166	—	—	—	1,730	1,390	1,155
0,170	—	—	—	1,775	1,420	1,185
0,174	—	—	—	1,815	1,445	1,215
0,178	—	—	—	1,855	1,485	1,240
0,182	—	—	—	1,895	1,520	1,265
0,186	—	—	—	1,940	1,555	1,290
0,190	—	—	—	1,980	1,585	1,320
0,194	—	—	—	—	1,615	1,350
0,198	—	—	—	—	1,650	1,380
0,202	—	—	—	—	1,685	1,405
0,206	—	—	—	—	1,720	1,435
0,210	—	—	—	—	1,750	1,465
0,214	—	—	—	—	1,785	1,490
0,218	—	—	—	—	1,820	1,520
0,222	—	—	—	—	1,855	1,550
0,226	—	—	—	—	1,890	1,580
0,230	—	—	—	—	1,925	1,610
0,234	—	—	—	—	1,965	1,645
0,238	—	—	—	—	1,000	1,670
0,242	—	—	—	—	—	1,695

Продолжение прил. 10

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,246	—	—	—	—	—	1,725
0,250	—	—	—	—	—	1,755
0,254	—	—	—	—	—	1,780
0,258	—	—	—	—	—	1,810
0,262	—	—	—	—	—	1,835
0,266	—	—	—	—	—	1,865
0,270	—	—	—	—	—	1,890
0,274	—	—	—	—	—	1,915
0,278	—	—	—	—	—	1,940
0,286	—	—	—	—	—	1,990
0,290	—	—	—	—	—	—
0,294	—	—	—	—	—	—
0,298	—	—	—	—	—	—
0,302	—	—	—	—	—	—
0,306	—	—	—	—	—	—
0,310	—	—	—	—	—	—
0,314	—	—	—	—	—	—
0,318	—	—	—	—	—	—
0,322	—	—	—	—	—	—

Приложение 11

Зависимость вероятности ошибок контроля первого рода от коэффициента точности при равномерном распределении контролируемых величин и погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,006	0,080	0,070	0,050	0,040	0,030	0,030
0,010	0,170	0,140	0,090	0,080	0,050	0,050
0,014	0,300	0,180	0,130	0,110	0,070	0,070
0,018	0,430	0,240	0,160	0,140	0,100	0,080
0,022	0,550	0,300	0,200	0,160	0,120	0,100
0,026	0,660	0,370	0,240	0,190	0,140	0,120
0,030	0,800	0,400	0,270	0,220	0,170	0,140
0,034	0,920	0,470	0,320	0,240	0,190	0,150
0,038	1,060	0,530	0,350	0,265	0,215	0,175
0,042	1,170	0,585	0,385	0,295	0,235	0,195
0,046	1,320	0,640	0,425	0,320	0,255	0,210
0,050	1,450	0,695	0,460	0,350	0,280	0,230
0,054	1,555	0,745	0,500	0,375	0,300	0,250
0,058	1,670	0,805	0,535	0,405	0,325	0,265
0,062	1,780	0,860	0,580	0,435	0,345	0,280
0,066	1,885	0,920	0,605	0,460	0,365	0,305
0,070	1,965	0,970	0,645	0,490	0,390	0,325
0,074	—	1,025	0,680	0,515	0,415	0,340
0,078	—	1,085	0,720	0,545	0,435	0,360
0,082	—	1,140	0,865	0,570	0,455	0,380
0,106	—	1,475	0,985	0,740	0,590	0,490
0,110	—	1,530	1,020	1,020	0,765	0,510
0,114	—	1,585	1,055	0,795	0,635	0,530
0,118	—	1,640	1,090	0,820	0,665	0,545
0,122	—	1,695	1,125	0,850	0,675	0,565

Продолжение прил. 11

Вероят- ность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,126	—	1,750	1,165	0,880	0,700	0,585
0,130	—	1,805	1,200	0,905	0,725	0,600
0,134	—	1,860	1,240	0,935	0,745	0,620
0,138	—	1,915	1,275	0,965	0,765	0,640
0,142	—	1,975	1,315	0,990	0,790	0,660
0,146	—	—	1,350	1,010	0,810	0,680
0,150	—	—	1,390	1,035	0,835	0,695
0,154	—	—	1,430	1,050	0,855	0,715
0,158	—	—	1,465	1,070	0,880	0,730
0,162	—	—	1,505	1,095	0,900	0,750
0,166	—	—	1,540	1,115	0,925	0,770
0,170	—	—	1,580	1,135	0,945	0,775
0,174	—	—	1,615	1,155	0,965	0,800
0,178	—	—	1,650	1,180	0,990	0,820
0,182	—	—	1,670	1,205	1,010	0,840
0,186	—	—	1,725	1,230	1,035	0,860
0,190	—	—	1,760	1,260	1,055	0,875
0,194	—	—	1,795	1,290	1,075	0,890
0,198	—	—	1,835	1,330	1,100	0,920
0,202	—	—	1,870	1,365	1,120	0,930
0,206	—	—	1,910	1,400	1,145	0,950
0,210	—	—	1,945	1,435	1,165	0,965
0,214	—	—	1,930	1,470	1,185	0,985
0,218	—	—	—	1,510	1,205	1,000
0,222	—	—	—	1,540	1,230	1,020
0,226	—	—	—	1,565	1,250	1,040
0,230	—	—	—	1,595	1,275	1,060
0,234	—	—	—	1,620	1,295	1,080
0,238	—	—	—	1,650	1,320	1,090
0,242	—	—	—	1,675	1,340	1,115
0,246	—	—	—	1,705	1,360	1,135
0,250	—	—	—	1,730	1,385	1,150
0,254	—	—	—	1,760	1,405	1,170
0,258	—	—	—	1,785	1,430	1,190
0,262	—	—	—	1,815	1,450	1,210
0,266	—	—	—	1,840	1,475	1,225
0,270	—	—	—	1,870	1,495	1,245
0,274	—	—	—	1,895	1,515	1,260
0,278	—	—	—	1,925	1,540	1,280
0,282	—	—	—	1,950	1,565	1,285
0,286	—	—	—	1,980	1,585	1,315
0,290	—	—	—	—	1,610	1,335
0,294	—	—	—	—	1,630	1,350
0,298	—	—	—	—	1,650	1,370
0,302	—	—	—	—	1,670	1,390
0,306	—	—	—	—	1,695	1,410
0,310	—	—	—	—	1,715	1,425
0,314	—	—	—	—	1,740	1,440
0,318	—	—	—	—	1,760	1,455
0,322	—	—	—	—	1,780	1,480
0,326	—	—	—	—	1,805	1,500
0,330	—	—	—	—	1,830	1,520
0,334	—	—	—	—	1,850	1,540
0,338	—	—	—	—	1,875	1,560
0,342	—	—	—	—	1,895	1,580

Продолжение прил. 11

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,126	0,520	0,680	0,740	0,860	0,910	0,940
0,130	0,535	0,695	0,745	0,865	0,920	0,950
0,134	0,550	0,705	0,755	0,880	0,935	0,960
0,138	0,555	0,720	0,760	0,890	0,945	0,970
0,142	0,585	0,735	0,770	0,905	0,955	0,985
0,146	0,600	0,750	0,780	0,920	0,965	1,005
0,150	0,615	0,765	0,810	0,930	0,980	1,015
0,154	0,630	0,780	0,850	0,940	0,990	1,030
0,158	0,645	0,790	0,885	0,955	1,000	1,040
0,162	0,660	0,805	0,905	0,965	1,015	1,050
0,166	0,675	0,825	0,920	0,980	1,025	1,060
0,170	0,690	0,840	0,930	0,990	1,040	1,070
0,174	0,710	0,855	0,945	1,005	1,050	1,080
0,178	0,725	0,865	0,955	1,015	1,060	1,100
0,182	0,740	0,885	0,970	1,030	1,070	1,110
0,186	0,755	0,900	0,980	1,040	1,080	1,120
0,190	0,770	0,915	0,995	1,050	1,095	1,130
0,194	0,785	0,930	1,005	1,065	1,105	1,145
0,198	0,800	0,940	1,020	1,080	1,115	1,155
0,202	0,815	0,955	1,030	1,090	1,130	1,160
0,206	0,830	0,960	1,040	1,100	1,140	1,180
0,210	0,845	0,970	1,050	1,110	1,150	1,185
0,214	0,860	0,985	1,070	1,120	1,160	1,195
0,218	0,875	1,000	1,080	1,135	1,175	1,205
0,222	0,890	1,010	1,095	1,150	1,185	1,215
0,226	0,905	1,020	1,105	1,160	1,200	1,225
0,230	0,920	1,030	1,120	1,170	1,210	1,235
0,234	0,935	1,040	1,130	1,180	1,220	1,245
0,238	0,950	1,050	1,140	1,190	1,230	1,255
0,242	0,965	1,060	1,150	1,200	1,240	1,270
0,246	0,980	1,070	1,160	1,210	1,250	1,275
0,250	0,995	1,080	1,170	1,220	1,260	1,285
0,254	1,010	1,090	1,180	1,230	1,270	1,295
0,258	1,025	1,100	1,190	1,240	1,280	1,305
0,262	1,040	1,110	1,200	1,250	1,290	1,315
0,266	1,055	1,120	1,210	1,260	1,300	1,325
0,270	1,070	1,130	1,220	1,270	1,310	1,335
0,274	1,085	1,140	1,230	1,280	1,320	1,345
0,278	1,100	1,150	1,240	1,290	1,330	1,355
0,282	1,115	1,160	1,250	1,300	1,340	1,365
0,286	1,130	1,170	1,260	1,310	1,350	1,375
0,290	1,145	1,180	1,270	1,320	1,360	1,390
0,294	1,160	1,190	1,280	1,330	1,370	1,400
0,298	1,175	1,200	1,290	1,340	1,380	1,405
0,302	1,190	1,210	1,300	1,350	1,390	1,420
0,306	1,205	1,220	1,310	1,360	1,400	1,430
0,310	1,220	1,230	1,320	1,370	1,410	1,440
0,314	1,235	1,240	1,330	1,380	1,420	1,450
0,318	1,250	1,250	1,340	1,390	1,430	1,460
0,322	1,265	1,255	1,350	1,400	1,440	1,470
0,326	1,280	1,260	1,360	1,410	1,450	1,480
0,330	1,295	1,270	1,370	1,420	1,460	1,490
0,334	1,310	1,280	1,380	1,430	1,470	1,500
0,338	1,325	1,290	1,390	1,440	1,480	1,510
0,342	1,340	1,300	1,400	1,450	1,490	1,520

Продолжение прил. 11

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,346	—	—	—	—	1,920	1,600
0,350	—	—	—	—	1,940	1,615
0,354	—	—	—	—	1,960	1,635
0,358	—	—	—	—	1,985	1,655
0,362	—	—	—	—	—	1,675
0,366	—	—	—	—	—	1,695
0,370	—	—	—	—	—	1,710
0,374	—	—	—	—	—	1,725
0,378	—	—	—	—	—	1,745
0,382	—	—	—	—	—	1,765
0,386	—	—	—	—	—	1,780
0,390	—	—	—	—	—	1,795
0,394	—	—	—	—	—	1,815
0,398	—	—	—	—	—	1,835
0,402	—	—	—	—	—	1,850
0,406	—	—	—	—	—	1,870
0,410	—	—	—	—	—	1,890
0,414	—	—	—	—	—	1,910

Продолжение прил. 11

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,006	0,040	0,210	0,300	0,360	0,450	0,515
0,010	0,060	0,230	0,330	0,415	0,480	0,525
0,014	0,080	0,240	0,350	0,440	0,505	0,560
0,018	0,090	0,265	0,365	0,460	0,530	0,580
0,022	0,110	0,280	0,380	0,475	0,550	0,595
0,026	0,130	0,300	0,405	0,495	0,565	0,615
0,030	0,145	0,315	0,420	0,520	0,585	0,630
0,034	0,150	0,330	0,440	0,535	0,600	0,645
0,038	0,170	0,350	0,460	0,545	0,615	0,665
0,042	0,185	0,360	0,475	0,560	0,630	0,685
0,046	0,200	0,385	0,490	0,580	0,650	0,700
0,050	0,220	0,400	0,510	0,595	0,660	0,710
0,054	0,235	0,410	0,530	0,610	0,675	0,720
0,058	0,250	0,430	0,545	0,625	0,690	0,740
0,062	0,265	0,440	0,560	0,640	0,700	0,750
0,066	0,285	0,460	0,570	0,655	0,715	0,755
0,070	0,300	0,475	0,590	0,670	0,730	0,765
0,074	0,315	0,490	0,600	0,685	0,745	0,775
0,078	0,330	0,505	0,620	0,700	0,750	0,785
0,082	0,345	0,520	0,640	0,710	0,770	0,795
0,086	0,365	0,540	0,650	0,785	0,785	0,810
0,090	0,380	0,555	0,665	0,740	0,800	0,820
0,094	0,395	0,570	0,670	0,750	0,810	0,835
0,098	0,410	0,585	0,680	0,765	0,825	0,850
0,102	0,430	0,600	0,690	0,775	0,835	0,860
0,106	0,440	0,610	0,700	0,790	0,850	0,875
0,110	0,460	0,630	0,705	0,800	0,860	0,890
0,114	0,475	0,640	0,710	0,815	0,870	0,900
0,118	0,490	0,650	0,720	0,830	0,885	0,920
0,122	0,505	0,665	0,730	0,840	0,895	0,930

Продолжение прил. 11

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,346	1,390	1,460	1,500	1,515	1,525	1,530
0,350	1,405	1,470	1,515	1,525	1,535	1,540
0,354	1,420	1,465	1,530	1,535	1,545	1,550
0,358	1,440	1,500	1,540	1,550	1,555	1,560
0,362	1,450	1,515	1,555	1,560	1,570	1,570
0,366	1,455	1,530	1,560	1,570	1,580	1,580
0,370	1,480	1,540	1,570	1,595	1,590	1,590
0,374	1,495	1,555	1,585	1,605	1,600	1,600
0,378	1,510	1,570	1,600	1,605	1,610	1,610
0,382	1,525	1,580	1,615	1,615	1,620	1,620
0,386	1,545	1,600	1,625	1,625	1,630	1,630
0,390	1,560	1,610	1,630	1,635	1,640	1,640
0,394	1,575	1,625	1,640	1,645	1,650	1,650
0,398	1,590	1,640	1,650	1,660	1,660	1,665
0,402	1,605	1,650	1,670	1,670	1,675	1,675
0,406	1,620	1,665	1,675	1,690	1,680	—
0,410	1,640	1,680	1,680	1,695	1,695	—
0,414	1,655	1,685	1,695	1,710	1,710	—

Приложение 12

Зависимость вероятностей ошибок контроля второго рода от коэффициентов точности при равномерном распределении контролируемых величин и погрешностей измерений

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,006	0,2	0,18	—	—	—	—
0,010	0,3	0,23	0,1	—	—	—
0,014	0,41	0,29	0,13	0,10	—	—
0,018	0,53	0,33	0,18	0,13	—	—
0,022	0,62	0,38	0,21	0,16	0,16	—
0,026	0,74	0,43	0,25	0,19	0,17	—
0,030	0,85	0,48	0,29	0,21	0,18	—
0,034	0,95	0,53	0,33	0,24	0,19	—
0,038	1,055	1,580	0,350	0,26	0,20	0,18
0,042	1,165	0,62	0,38	0,29	0,22	0,21
0,046	1,280	0,67	0,42	0,31	0,24	0,25
0,050	1,39	0,72	0,46	0,34	0,26	0,31
0,054	1,49	0,77	0,49	0,37	0,28	0,40
0,058	1,605	0,83	0,53	0,39	0,31	0,54
0,062	1,705	0,88	0,57	0,40	0,33	0,77
0,066	1,80	0,92	0,61	0,45	0,35	—
0,070	1,95	0,98	0,65	0,45	0,38	—
0,074	—	1,02	0,69	0,51	0,41	—
0,078	—	1,08	0,72	0,53	0,44	—
0,082	—	1,13	0,76	0,56	0,48	—
0,086	—	1,190	0,80	0,59	0,51	—
0,114	—	1,60	1,05	0,80	1,07	—
0,118	—	1,64	1,08	0,84	1,25	—
0,122	—	1,70	1,12	0,88	1,60	—
0,126	—	1,75	1,16	0,91	2,00	—
0,130	—	1,80	1,19	0,95	—	—

Продолжение прил. 12

Вероятность ошибок	Коэффициент точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,134	—	1,86	1,23	1,00	—	—
0,138	—	1,91	1,26	1,06	—	—
0,142	—	1,97	1,30	1,13	—	—
0,146	—	—	1,35	1,20	—	—
0,150	—	—	1,39	1,26	—	—
0,154	—	—	1,44	1,35	—	—
0,158	—	—	1,49	1,45	—	—
0,162	—	—	1,53	1,58	—	—
0,166	—	—	1,59	1,70	—	—
0,170	—	—	1,62	1,87	—	—
0,174	—	—	1,69	—	—	—
0,178	—	—	1,75	—	—	—
0,182	—	—	1,81	—	—	—
0,186	—	—	1,89	—	—	—
0,190	—	—	1,197	—	—	—
0,194	—	—	—	—	—	—

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аветисов А.Г., Кошелев А.Т., Крылов В.И. Ремонтно-изоляционные работы при бурении нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1981.
2. Борисенко Л.В. Расчет компонентного состава бурового раствора: НТИС. Сер. Нефтегазовая геология, геофизика и бурение; ВНИИОЭНГ. — М., 1985. — Вып. 4.
3. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. — М.: Недра, 1985.
4. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И. Технология промывки скважин. — М.: Недра, 1981.
5. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. — М.: Недра, 1984.
6. Булатов А.И., Сухенко Н.И. Изоляционные работы при проводке скважин в условиях поглощения бурового раствора: Обзор. информ. Сер. Бурение; ВНИИОЭНГ. — М., 1983.
7. Войтенко В.С. Управление горным давлением при бурении скважин. — М.: Недра, 1985.
8. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. — М.: Недра, 1984.
9. Грановский В.А. Динамические измерения: основы метрологического обеспечения. — Л.: Энергоатомиздат, 1984.
10. Грей Д.Р., Дарли С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). — М.: Недра, 1985.
11. Гукасов Н.А. Гидродинамика при креплении скважин. — М.: Недра, 1976.
12. Демихов В.И. Средства измерения параметров бурения скважин. — М.: Недра, 1990.
13. Демихов В.И. Метрологическое обеспечение процессов бурения скважин. — М.: Недра, 1984.
14. Демихов В.И., Леонов А.И. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. — М.: Недра, 1980.
15. Дмитриев В.И., Шраго Л.Г. Станция оперативного геолого-технического контроля и оптимизации бурения скважин на нефть и газ: Обзор. информ. Сер. Техника и технология геолого-разведочных работ, организация производства. — М., 1989.
16. Метрологические аспекты испытаний и контроля/А.К. Исаев., А.А. Чернойарский, М.А. Земельман, М.А. Головашкин, И.А. Бикбулатов//Измерительная техника. — 1981. — № 3.
17. Исаков С.П., Серпилов Г.И. Методика расчета показателей достоверности контроля с использованием процента брака//Измерительная техника. — 1989. — № 8.
18. Калачников Е.В. Пьезоэлектрический датчик импульсного давления с трубчатым отводным элементом//Приборы и техника эксперимента. — 1989. — № 5.
19. Крещук В.В., Кривоцук В.И. Функция стоимости в задачах оптимизации метрологического контроля технических объектов//Измерительная техника. — 1982. — № 3.

20. Луничкин В.А. Контроль за замещением бурового раствора тампонажным путем измерения их электропроводности: НТС. Сер. Бурение; ВНИИОЭНГ. — М., 1982. — № 10.
21. Луничкин В.А. Определение степени замещения бурового раствора тампонажным при цементировании глубоких скважин путем измерения электропроводности растворов и их смесей: Тр. Ин-та СевКавНИПИ-нефть. — 1981. — Вып. 35.
22. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. — М.: Недра, 1987.
23. Технология бурения глубоких скважин/М.Р. Мавлютов, Л.А. Алексеев, К.Н. Вдовин, Г.В. Конесев и др. — М., 1982.
24. Мальцев А.В., Дюков П.М. Приборы и средства контроля процессов бурения. — М.: Недра, 1989.
25. Новицкий П.В., Зограф И.А. Оценка погрешностей результатов измерений. — Л.: Энергоатомиздат, 1985.
26. Погарский А.А., Чефранов К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения. — М.: Недра, 1981.
27. Бурение глубоких скважин в условиях сероводородной агрессии/А.Г. Потапов, А.Н. Ананьев, В.И. Пустовалов и др.: РНТС. Сер. Бурение; ВНИИОЭНГ. — М., 1981.
28. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. — М.: Недра, 1989.
29. Резниченко И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. — М.: Недра, 1982.
30. Самотой А.К., Макарян А.С. Исследование влияния компонентного состава бурового раствора на его прихватопасность//Нефтяное хозяйство: 1984. — № 1.
31. Смирнов Н.В., Дугин-Барковский И.В. Курс теории вероятностей и математической статистики. — М: Наука, 1987.
32. Фукунага К. Введение в статистическую теорию распознавания образов. — М.: Наука, 1980.
33. Цапенко М.П. Измерительные информационные системы. — М: Энергоатомиздат, 1985.
34. Цуканова Н.И., Шевяков А.Г. Алгоритм оценивания параметров динамических характеристик нелинейных средств измерений с использованием функций чувствительности//Измерительная техника. — 1989. — № 12.