Уфимский государственный нефтяной технический университет

В.М. Лобанков

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ В ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКЕ

Учебное пособие

Уфа - 2020

УДК 389:550.832
ББК 26.2 Л68

Рецензенты:
зав. кафедрой геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений УГНТУ, доктор технических наук, профессор Ю.А. Котенев

старший научный сотрудник ООО Центр метрологических исследований «Урал-Гео», кандидат технических наук В.Д. Святохин

Лобанков, В.М. Метрологическое обеспечение в промысловой геофизике: учеб. пособие/ В.М. Лобанков. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2020.-216 с.

ISBN 978-5-7831-1659-9

Изложены основы метрологического обеспечения геофизических измерений применительно к скважинной геофизической аппаратуре с учетом требований Федерального закона "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 № 102-ФЗ. Рассмотрены особенности метрологической деятельности в промысловой геофизике. Изложена методика калибровки и поверки разных видов скважинной геофизической аппаратуры с номинальной и индивидуальной калибровочной функцией, дано описание соответствующих эталонов: стандартных образцов; калибровочных установок; имитаторов измеряемых величин. Приведены примеры построения калибровочных функций разных видов геофизической аппаратуры в виде функции одной переменной или калибровочно-поправочной функции двух переменных, в том числе с использованием метода наименьших квадратов. Рассмотрены показатели качества и достоверности поверки.

Учебное пособие соответствует программе курса "Метрологическое обеспечение в промысловой геофизике" и предназначено для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки 21.05.03 "Технологии геологической разведки" по специальностям "Геофизические методы исследования скважин" и "Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых". Пособие также может быть полезным для работников метрологической, геологической и интерпретационной службы геофизических предприятий, разработчиков геофизической аппаратуры и аспирантов.

УДК 389:550.832
ББК 26.2

ISBN 978-5-7831-1659-9

© ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2018
© Лобанков В.М., 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 7

Часть I Основы метрологического обеспечения скважинной геофизической аппаратуры 9

1 Метрологическое обслуживание средств измерений в геофизической компании 9

1.1 Метрологическая деятельность предприятия 9

1.2 Компетентность метрологической службы 11

1.3 Центр обеспечения единства геофизических измерений 12

2 Эталоны для скважинной аппаратуры 14

2.1 Общие сведения об эталонах 14

2.2 Эталоны единиц электрических параметров пласта 16

2.3 Эталоны единиц акустических параметров пласта 17

2.4 Эталоны плотности пористого пласта, пересеченного скважиной 18

2.5 Эталоны толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве 22

2.6 Эталоны для аппаратуры интегрального гамма-каротажа 25

2.7 Эталоны для кавернометров и инклинометров 27

2.8 Эталоны для скважинных термометров, манометров, расходомеров, влагомеров, плотномеров, резистивиметров 27

3 Передача единиц величин геофизическим приборам 28

4 Калибровочные функции 29

4.1 Стандартные и нестандартные калибровочные функции 29

4.2 Линейная калибровочная функция 31

4.3 Параболическая калибровочная функция 34

4.4 Логарифмическая калибровочная функция 38

4.5 Линейная калибровочная функция двух переменных 40

5 Поправки к стандартным шкалам 42

5.1 Аддитивная поправка 42

5.2 Мультипликативная поправка 42
5.3 Поправочная функция 43
6 Поверка скважинной аппаратуры 45
6.1 Поверка - подтверждение соответствия 45
6.2 Качество и достоверность поверки 49
7 Регулирование метрологической деятельности в геофизике 52
Вопросы для самопроверки 55
Часть II. Калибровка и поверка скважинной аппаратуры со стандартной шкалой 56
8 Аппаратура электрического каротажа 56
8.1 Общие сведения 56
8.2 Градиент-зонд и потенциал-зонд 58
8.3 Трехэлектродный зонд с фокусировкой тока 63
8.4 Индукционный зонд 66
8.5 Микро-зонды 69
9 Аппаратура акустического каротажа 72
9.1 Эталоны единиц скорости и затухания ультразвука 72
9.2 Калибровка аппаратуры АК 73
9.3 Поверка аппаратуры АК 74
10 Каверномеры и профилемеры 77
10.1 Эталоны единицы длины 77
10.2 Калибровка каверномера 80
10.3 Поверка каверномера 81
11 Инклинометры 83
11.1 Эталоны единиц угловых величин 83
11.2 Калибровка инклинометра 85
11.3 Поверка инклинометра 88
Вопросы для самопроверки 90

Часть III. Калибровка и поверка скважинной индивидуально градуируемой аппаратуры 91
12 Аппаратура интегрального гамма-каротажа 91
12.1 Эталоны единицы МЭД гамма- излучения 91
12.2 Калибровка канала ГК-И 94
12.3 Поверка канала ГК-И 97
13 Аппаратура нейтронного каротажа 101
13.1 Эталоны единицы коэффициента общей пористости 101
13.2 Калибровка канала НК 104
13.3 Поверка канала НК 112
14 Аппаратура плотностного гамма-гамма-каротажа 118
14.1 Эталоны единиц плотности вещества 118
14.2 Калибровка канала ГГК 120
14.3 Поверка канала ГГК 123
15 Аппаратуры СГДТ и цементомеры ЦМ 127
15.1 Эталоны единиц длины и плотности вещества 127
15.2 Калибровка канала толщиномера и плотномера 132
15.3 Поверка канала толщиномера и плотномера 139
15.4 Построение КПФ СГДТ для измерений плотности цемента в затрубном пространстве 141
16 Скважинные термометры и манометры 152
16.1 Эталоны единиц температуры и давления 152
16.2 Калибровка канала температуры 155
16.3 Калибровка канала давления при разных температурах 157
16.4 Поверка каналов температуры и давления 162
17 Скважинные расходомеры 166
17.1 Эталоны единицы расхода жидкости 166
17.2 Калибровка расходомера в колоннах разного диаметра 167
17.3 Поверка расходомера 172
18 Скважинные влагомеры нефти 174

18.1 Эталоны единицы влагосодержания нефти 174
18.2 Калибровка влагомера 175
18.3 Поверка влагомера 176
19 Скважинные резистивиметры 178
19.1 Эталоны единицы удельной электрической проводимости 178
19.2 Калибровка резистивиметра 180
19.3 Поверка резистивиметра 181
20 Скважинные плотномеры жидкости 183
20.1 Эталоны единицы плотности жидкости 183
20.2 Калибровка плотномера 185
20.3 Поверка плотномера 188
21 Измерителей глубины погружения зонда в скважину 190
21.1 Общие сведения об измерениях глубины скважин 190
21.2 Эталоны единицы длины для разметки кабеля 192
21.3 Калибровка (разметка) кабеля 195
21.4 Поверка кабельного измерителя глубины 196
Вопросы для самопроверки 197
Заключение 198
Список использованной литературы 200
Приложения
1. Поверочная схема для аппаратуры БКЗ и БК 202
2. Поверочная схема для аппаратуры ИК 203
3. Поверочная схема для аппаратуры МЗ 204
4. Поверочная схема для аппаратуры АК 205
5. Поверочная схема для скважинных СИ коэффициента общей пористости водонасыщенной горной породы 206
6. Поверочная схема для скважинных СИ плотности пород 207
7. Поверочная схема для аппаратуры СГДТ и ЦМ 208
8. Пример оформления "Сертификата калибровки" 209
9. Пример оформления протокола калибровки инклинометра 210

Введение

Высказыванием Д.И. Менделеева "Наука начинается с тех пор, как начинают измерять, точная наука немыслима без меры" подчеркивается важность роли измерений в научно-техническом прогрессе современного общества.

Геологическое изучение недр с целью оценки и учета запасов полезных ископаемых, контроль за их рациональным извлечением и воспроизводством базируются на геофизических измерениях, выполняемых при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых с использованием геофизической аппаратуры.

Деятельность геофизиков с использованием измерительной техники разделится на "*измерительную деятельность*", связанную непосредственно с рабочими приборами, хранящими единицу величины, и "*метрологическую деятельность*", связанную с эталонами для передачи единиц величин рабочим приборам, а также с определением поправок к показаниям приборов, уже хранящих переданную единицу. Соответственно в метрологии - науке об измерениях раздельно рассматриваются *две обособленные части единой теории измерений.*

Данное пособие посвящено вопросам *теории и практике метрологического обслуживания* скважинных измерений (вопросам создания эталонов единиц величин, обоснования погрешности их воспроизведения, передачи другим эталонам или рабочим приборам).

Геофизические измерения выполняются в неоднородных средах, что вызывает значительные трудности как в создании необходимых методов и средств измерений, так и в разработке методов их метрологического обеспечения.

В основу данного пособия положены тексты лекций, прочитанных автором студентам УГНТУ, БашГУ и слушателям курсов повышения квалификации метрологов геофизических предприятий.

Первая часть пособия посвящена основам метрологического обеспечения скважинной геофизической аппаратуры. Рассмотрены особенности эталонов единиц геофизических величин, способы построения калибровочных функций и определения поправок, поверка аппаратуры с определением показателей ее качества и достоверности.

Во второй части кратко изложены методы и средства калибровки и поверки скважинной аппаратуры со стандартной шкалой (с номинальной калибровочной функцией). Рассмотрены метрологические

исследования различных видов и типов аппаратуры, применяемой для электрометрии скважин, при измерениях акустических параметров пластов и скважин, а также каверномеров и инклинометров.

Во третьей части изложены методы и средства калибровки и поверки индивидуально градуируемой скважинной аппаратуры (с индивидуальной калибровочной функцией). Рассмотрены метрологические исследования различных видов и типов аппаратуры для измерений коэффициента пористости и плотности пластов, мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения, приборы геофизического контроля технического состояния скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений учетом достижений современной метрологии и геофизической науки.

Автор надеется, что книга будет способствовать совершенствованию метрологического обслуживания геофизических средств измерений. Он также будет признателен читателям за высказанные замечания.

lobankov-vm@mail.ru
gfugntu@mail.ru

Часть I

Основы метрологического обеспечения скважинной геофизической аппаратуры

1 Метрологическое обслуживание средств измерений в геофизической компании

Геофизическими называются такие средства измерений, которые используются для измерений параметров объектов земной атмосферы, земной поверхности и земных недр. В дальнейшем будем рассматривать только средства измерений (СИ), предназначенные для измерений в скважинах, пробуренных в земной коре, называемые скважинной геофизической аппаратурой (СГА).

1.1 Метрологическая деятельность предприятия

Метрологическое обслуживание измерений - это подготовка приборов к будущим измерениям, включая получение единицы величины от эталона для последующего её хранения в виде шкалы или калибровочной функции (КФ) аппаратуры. Измерения невозможны, если средству измерений не передана какая-либо единица измеряемой величины. Слова "единица" и "единство" имеют один и тот же корень.

Существует особая самостоятельная область человеческой деятельности, связанная с использованием эталонов, - **метрологическая деятельность** (метрологический сервис), включающая воспроизведение единиц величин эталонами, калибровку и поверку приборов, а также аттестацию методик измерений.

Воспроизведение единицы величины первичным эталоном – это самый ответственный и престижный для любой страны этап метрологической деятельности в обеспечении единства измерений.

Передача хранимой эталоном единицы физической величины рабочему прибору или другому эталону осуществляется путем его калибровки. Для контроля стабильности хранимой прибором единицы величины (шкалы) во времени предусмотрена его поверка. Если

КФ стандартная, то калибровка сводится к оценке поправок и их погрешности и выполняется только поверка.

Измерительные операции с участием эталонов отличаются от обычных измерений тем, что средством измерений, уже хранящим единицу, *измеряются заведомо известные значения величины*, воспроизводимые эталоном.

Метрологическая деятельность в каждой геофизической компании занимает важное место в обеспечении ее технической компетентности в оказании платных геофизических измерительных услуг.

Метрологическую деятельность осуществляет метрологическая служба геофизической компании. Ее возглавляет главный метролог компании, который несет ответственность за обеспечение единства измерений и требуемой точности. Главный метролог следит за соблюдением установленных метрологических требований, правил и норм через периодическую калибровку и поверку геофизической аппаратуры, а также метрологическую аттестацию методик измерений, применяемых на этапе интерпретации каротажных диаграмм. Поэтому ***главный метролог относится к категории главных специалистов предприятия и подчиняется его руководителю***.

Метрологическая служба геофизического предприятия осуществляет свою деятельность в соответствии с «Положением о метрологической службе геофизического предприятия», утвержденным главным инженером или главным метрологом предприятия. Она регистрируется в **Российской системе калибровки** (РСК) для подтверждения ее технической компетентности в соответствии с ИСО/МЭК 17025-2006. Она выполняет работы по калибровке и поверке скважинной и полевой геофизической аппаратуры, аппаратуры для ГТИ, а также приборов контроля цементирования скважин.

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

1. Производственное помещение, в котором обеспечиваются нормальные условия калибровочных работ;
2. Эталоны для калибровки геофизической аппаратуры, аттестованные компетентной метрологической организацией в Российской системе калибровки;
3. Утвержденные методики калибровки или поверки геофизической аппаратуры;

4. Специалистов, прошедших обучение и имеющих «*Удостоверение калибровщика-поверителя геофизической аппаратуры*».

На каждом аттестованном рабочем месте метролога должны находиться следующие документы:

- технологическая карта калибровки («памятка»);
- методика калибровки геофизической аппаратуры;
- техническое описание эталона (калибровочной установки или калибровочного устройства);
- копия сертификата об аттестации эталона;
- журнал учета аппаратуры, поступившей на калибровку;
- архив копий протоколов и "Сертификатов о калибровке".

Обработка результатов калибровки выполняется с помощью комплекса метрологических обрабатывающих программ, позволяющих формировать и хранить стандартные протоколы, сертификаты калибровки и свидетельства о поверке. Все сведения о КФ аппаратуры (графики, таблицы поправок и др.) хранятся на сервере метрологической службы, включенном в локальную компьютерную сеть предприятия. В случае отсутствия локальной компьютерной сети предприятия результаты калибровки аппаратуры по метрологическим обрабатывающим программам могут передаваться в производственные партии и геологической (интерпретационной) службе на любых носителях информации, принятых в обращение на предприятии.

Метрологическая служба геофизической компании взаимодействует также с территориальными Центрами стандартизации и метрологи (ЦСМ) с целью получения от них услуг по поверке общетехнических СИ, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

1.2 Компетентность метрологической службы

Метрологическая служба геофизического предприятия должна иметь подтверждение ее технической компетентности на соответствие международному стандарту ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2006 "Требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий".

Признаком компетентности службы является ее регистрация в Российской системе калибровки во ВНИМСе. Метрологическая служба вносится в реестр после ее обследования уполномоченной экспертной организацией - **Центром метрологических исследова-**

ний (ЦМИ) «Урал-Гео» (г.Уфа), созданным для обеспечения единства геофизических измерений и оказания технической и методической помощи геофизическим предприятиям в области метрологии.

Метрологическая служба в своей деятельности должна руководствоваться Положением о метрологической службы компании и "**Руководством по качеству организации и проведения калибровочных работ**". В Руководстве отражается техническое состояние эталонов и помещений, наличие методик калибровки и фонда нормативных документов, сведения об обученном персонале калибровщиков.

После подтверждения соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025 и РСК геофизической компании выдается Свидетельство о регистрации в РСК, к которому прилагается утвержденная область компетентности метрологической службы компании при выполнении калибровочных работ.

1.3 Центр обеспечения единства геофизических измерений

Функции российского центра обеспечения единства геофизических измерений выполняет ООО Центр метрологических исследований "Урал-Гео". Он оказывает услуги по аттестации рабочих эталонов единиц геофизических величин, по метрологическому обеспечению геофизической аппаратуры и методик скважинных измерений.

Передвижные метрологические лаборатории Центра «Урал-Гео» с комплектом специальных геофизических и общетехнических эталонов и зондов-компараторов один раз в год (как минимум) прибывают на каждое геофизическое предприятие для оказания метрологических услуг и оценки состояния метрологической службы. Прибывшие специалисты выполняют работы с целью подтверждения соответствия применяемых на предприятии эталонов установленным метрологическим требованиям. Тем самым обеспечивается единство и требуемая точность геофизических измерений как в России, так и в странах СНГ. Составляется акт обследования службы для представления в РСК и при положительном решении ВНИИМС метрологическая служба (калибровочная лаборатория) предприятия вносится в реестр РСК сроком на 5 лет и каждый год на основании актов подтверждается ее техническая компетентность.

ЦМИ «Урал-Гео» выпускает эталоны единиц геофизических величин для метрологических служб геофизических предприятий. Выпускаются стандартные образцы состава и свойств горных пород, пе-

ресеченных скважиной (эталонные модели пластов, пересеченных скважиной), установки для автоматизированной калибровки и поверки скважинной геофизической аппаратуры с комплексом метрологических обрабатывающих программ, а также имитаторы физических величин для контроля стабильности аппаратуры. Ежегодное проводится обучение метрологов – калибровщиков и поверителей геофизической аппаратуры.

Если какая-либо метрологическая служба геофизического предприятия не имеет собственных эталонов и обученных калибровщиков-поверителей, то она проводит на договорных условиях калибровку геофизической аппаратуры в ООО ЦМИ «Урал-Гео», который также внесен в Реестр РСК и периодически подтверждает свою техническую компетентность при выполнении калибровочных работ в области геофизических измерений.

В России ведутся работы по созданию единого Федерального метрологического центра геофизических измерений.

2 Эталоны для скважинной аппаратуры

Прямые измерения параметров пластов и скважин геофизическими методами, когда значение измеряемой величины считывают непосредственно по показаниям скважинной аппаратуры, возможны только в том случае, когда условия измерений в скважине близки к условиям построения шкалы или КФ скважинной аппаратуры. Построение КФ скважинной аппаратуры выполняется в нормальных условиях измерений при ее калибровке и связан с использованием эталонов, воспроизводящих параметры пластов и скважин.

Без использования эталонов единиц геофизических величин скважинные измерения невозможны.

2.1 Общие сведения об эталонах

Единство измерений в стране обеспечивается использованием первичных государственных эталонов. Они воспроизводят единицы физических величин с наименьшими для данной страны погрешностями. Государственные эталоны хранятся в метрологических институтах Росстандарта. Эти институты обеспечивают передачу размеров единиц физических величин от первичного эталона России другим эталонам и рабочим средствам измерений.

Эталоном единицы физической величины называется техническое средство, предназначенное для воспроизведения, хранения и передачи единицы величины. Эталон должен обладать тремя взаимосвязанными свойствами: *неизменностью; воспроизводимостью; сличаемостью*.

Неизменность предполагает, что эталоны по своему устройству и действию не претерпевают изменений и способны удерживать неизменным размер воспроизводимой им единицы в течение длительного интервала времени. *Воспроизводимость* – возможность воспроизведения единицы величины с наименьшей погрешностью для существующего уровня развития измерительной техники. *Сличаемость* – возможность обеспечения сличения с другими эталонами или другими средствами измерений, нижестоящими по поверочной схеме.

Сличением называется совокупность операций, устанавливающих соотношение между единицами величин, воспроизводимых эталонами единиц величин одного уровня точности и в одинаковых условиях.

Различают государственные (первичные и специальные) и рабочие эталоны единиц геофизических величин. *Государственный первичный эталон* – эталон единицы величины, обеспечивающий воспроизведение, хранение и передачу единицы величины с наивысшей точностью, применяемый в качестве исходного эталона на территории Российской Федерации (находится в федеральной собственности). *Рабочие* эталоны создают для предохранения первичного государственного эталона от излишнего износа. Это самые распространенные эталоны. Погрешности эталонов характеризуются систематической погрешностью, случайной погрешностью и нестабильностью.

Воспроизведение единиц геофизических величин часто выполняется посредством стандартных образцов (СО) состава и свойств веществ и материалов (физических моделей пластов горных пород). Государственные стандартные образцы (ГСО) свойств и состава горных пород, пересеченных скважиной, являются основой системы обеспечения единства геофизических измерений. Обычно такие стандартные образцы располагаются на втором сверху поле соответствующей поверочной схемы (приложения 1-6).

При создании эталонов, воспроизводящих единицы параметров нефтегазовых пластов и скважин, решаются две главные проблемы – выбор параметров, отражающих нормальные условия измерений для этих эталонов [12], и обеспечение возможности размещения в них зондов скважинной аппаратуры при передаче размера единицы. В большинстве случаев для размещения зондов в эталонах необходимо наличие скважины. Тогда основными параметрами, отражающими нормальные условия измерений, являются параметры скважины (диаметр, параметры колонны, цемента, жидкости или газа).

Наличие скважины дает основание считать среду, находящуюся в поле зонда, неоднородной, а показание аппаратуры в СО – кажущимся значением параметра. Однако, если геометрические размеры скважины и свойства вещества в ней при измерениях в скважинах неизменны и соответствуют условиям калибровки, то изменения показаний аппаратуры будут зависеть только от свойств пласта.

Если в качестве измеряемого параметра принять изменяющийся параметр пласта и построить КФ, то нет оснований измеренное значение параметра считать «кажущимся» для параметров скважины, принятых как константы, определяющие нормальные условия измерений. Поэтому эталон параметра пласта создается для разных значений параметров скважины, отражающих разные нормальные условия.

В этом случае для одного зонда аппаратуры строится семейство КФ.

Одну из построенного семейства КФ принимают за основную характеристику и по ней периодически контролируют стабильность всех параметров конкретного экземпляра однотипной и разнотипной аппаратуры.

Аппаратура электрического и акустического каротажа имеет стандартные КФ. Их неизменность периодически контролируют.

2.2 Эталоны единиц электрических параметров пластов

Аппаратура электрического каротажа (ЭК) номинальную КФ и подвергается периодической поверке. Эталоны единиц электрических параметров пластов отличаются от всех остальных эталонов, воспроизводящих другие параметры пласта, тем, что они выполнены в виде жидкой однородной среды. В таком случае воспроизводится обычное удельное электрическое сопротивление (УЭС) однородного пласта (без скважины).

Измерения УЭС выполняют аппаратурой электрического каротажа с контактными зондами (ГЗ, ПЗ, БК, МБК, МЗ). Единица УЭС – омметр (Ом·м). Измерения удельной электрической проводимости (УЭП) пластов горных пород, пересеченных скважиной, выполняют аппаратурой электрического каротажа бесконтактными (электромагнитными) зондами (ИК, ВИКИЗ) [4]. Единица УЭП – сименс на метр (См/м).

Идеальным эталоном для калибровки аппаратуры электрометрии скважин является бассейн, заполненный электропроводящим водным раствором. Размеры бассейна должны превышать длину зонда аппаратуры в несколько раз. Для контактных методов электрометрии, имеющих глубинность исследований более 4 м, целесообразно использовать природные резервуары (пруд, озеро или морской залив). Для электромагнитных методов, имеющих меньшую глубинность исследований, можно использовать искусственный диэлектрический бассейн.

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

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

2) приготовление электролита с удельным электрическим сопротивлением более 50 Ом·м на основе питьевой воды в большом объеме чрезвычайно затруднено. Поэтому калибровка с использованием СО УЭС возможна только в начале диапазона измерений и только для тех зондов, на которые влияние краевых эффектов ограниченных размеров эталона пренебрежимо малы.

2.3 Эталоны единиц акустических параметров пластов

Акустические исследования скважин базируются на измерениях параметров упругих волн, возбуждаемых в скважине источниками акустических колебаний. В результате обработки первичных диаграмм АК получают следующие скорость продольной волны, поперечной волны и волны Лэмба-Стоунли, а также модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, коэффициент сжимаемости и коэффициент пористости [21]. Отмеченное разнообразие измеряемых параметров вызывает затруднение с выбором технических средств, которые могли служить в качестве эталонов единиц измеряемых величин.

Аппаратура акустического каротажа (АК) и акустической цементометрии имеет номинальную КФ и подвергается периодической поверке. Измеряемыми параметрами являются интервальное время Δt (мкс/м), коэффициент затухания α продольной преломленной волны (дБ/м). Аппаратура АК массового применения содержит трёхэлементные (1 излучатель и 2 приёмника). Она ориентирована на измерение Δt и α преимущественно продольной волны и в меньшей степени, при благоприятных геолого-технических условиях, – поперечной головной волны.

Идеальным средством для калибровки аппаратуры АК любых типов были бы СО акустических свойств горных пород на основе блоков естественных горных пород, габаритные размеры которых позволяли бы воспроизводить одновременно без искажений параметры регистрируемых продольных волн, поперечных волн и волн Лэмба-Стоунли.

Однако в современных условиях задача выпиливания на каком-либо карьере цельного блока длиной более 4 м и массой более 30 тонн и транспортировки его в метрологический центр почти неразрешима. Кроме того, во всех существующих нормативных документах метрологические требования к аппаратуре АК регламентированы только по продольной волне.

Можно с уверенностью утверждать, что, обеспечив метрологический контроль аппаратуры АК по продольным волнам, характеристики аппаратуры будут стабильны и по всем остальным типам регистрируемых акустических волн.

В качестве эталонов для аппаратуры АК применяют СО акустических свойств материалов, воспроизводящие разные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания продольных акустических волн. Они выполнены в виде трубных эталонных акустических волноводов (комплект КЭВ-АК) - герметичных стаканов длиной 4 или 6 м: из стали, стеклопластика, асбоцемента и полиэтилена. Волноводы с одного торца заглушены и заполнены звукопроводящей жидкостью (водой, выдержанной не менее 6 ч в открытой емкости, насыщенным раствором тринатрийфосфата или дизельным топливом). Воспроизведение нижнего, среднего и верхнего значений ΔТ диапазона измерений осуществляют с помощью материалов с различными скоростями распространения упругих волн (сталь, дюралюминий, асбоцемент, стеклопластик, винипласт).

При воспроизведении коэффициента затухания продольной волны внутренний диаметр волновода и параметры жидкости принимают за номинальные значения, а при измерениях в скважинах их отличие должно быть учтено соответствующими поправками.

2.4 Эталоны плотности пористого пласта, пересеченного скважиной

Коэффициент общей пористости $\boldsymbol{k}_{\text{п}}$ горной породы в диапазоне от 1 до 40% может быть измерен акустическим, нейтронным и плотностным гамма-гамма методом.

В качестве эталонов для аппаратуры ядерных методов используются одни и те же стандартные образцы плотности пористого пласта, пересеченного скважиной. Аттестуемыми параметрами СО являются *коэффициент общей пористости* и *плотность*, которые между собой связаны следующим соотношением

$$\boldsymbol{k}_{\text{по}} = \frac{\boldsymbol{\delta}_{\text{м}} - \boldsymbol{\delta}_{\text{изм}}}{\boldsymbol{\delta}_{\text{м}} - \boldsymbol{\delta}_{\text{ж}}}, \qquad (1)$$

где $\boldsymbol{k_{по}}$ - коэффициент общей пористости СО измеренный нейтронным методом; $\boldsymbol{\delta_{изм}}$ - плотность СО, измеренная плотностным гамма-гамма методом; $\boldsymbol{\delta_{м}}$ - минералогическая плотность СО, измеренная

плотностным гамма-гамма методом при $k_{по}$=0 или по керну в аттестованной петрофизической лаборатории; $\delta_ж$ - плотность вещества (жидкость или газ) в порах.

Применение нейтронного метода для измерения $k_{по}$ основано на эффекте замедления быстрых нейтронов в процессе их столкновения с ядрами элементов в пласте и особенно с ядрами водорода в его порах, кавернах и трещинах. Для скважинных измерений $k_{по}$ нейтронными методами применяют несколько модификаций аппаратуры со стационарным или импульсным источником быстрых нейтронов. Они различаются видом регистрируемого излучения: 1) плотности потока тепловых нейтронов ($ННК_т$), плотности потока надтепловых нейтронов ($ННК_{нт}$) и интенсивности гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (НГК).

Плотностной гамма-гамма-метод (ГГМ-П) применяют для скважинных измерений объемной плотности $\sigma_{об}$ пористых горных пород. С этой целью регистрируют рассеянные горными породами гамма-кванты от источника гамма-излучения, обычно от ампульного источника Цезий-137. Регистрируется гамма-излучение, претерпевшее комптоновское рассеяние. В этом случае показания аппаратуры определяются непосредственно *числом электронов в единице объема вещества* ("*электронная плотность*" $\sigma_э$).

Диапазон изменения измеряемых значений $\sigma_{об}$ пластов составляет от 1700 до 2900 кг/м^3, нормированная допускаемая основная абсолютная погрешность ± 50 кг/м^3.

Эталоны пористости и плотности для аппаратуры НК и ГГК-П должны соответствовать основным типам горных пород на нефтегазовых месторождениях. По вещественному составу их минерального скелета они могут быть песчаные (кварцитовые), кальцитовые и доломитовые. Эталоны на основе мрамора используются для построения основной КФ аппаратуры НК любого типа. В качестве вещества-заполнителя порового пространства таких эталонов выбрана питьевая вода. Однако эталоны, построенные на основе кварца, по точности выше за счет отсутствия пор в кварцевом блоке, в кварцевом щебне и в кварцевом песке.

Структурно СО пористости и плотности горных пород, пересеченных скважиной, представляет собой трехфазную среду, содержащую твердую фазу – мрамор, доломит или кварцит, жидкую фазу – воду или нефть и газообразную фазу – воздух.

Конструктивно СО пород монолитного типа представляет собой

цилиндрический корпус из нержавеющей стали, внутри которого установлен мраморный, доломитовый или кварцитовый блок с вертикальной скважиной заданного диаметра. Корпус СО и скважина заполнены питьевой водой.

СО насыпного типа представляет собой цилиндрический корпус из нержавеющей стали, внутри которого установлены несколько дюралюминиевых тонкостенных стаканов – имитаторов скважины разного диаметра. Пространство между корпусом и имитаторами скважины заполнено мраморной или доломитовой или кварцитовой крошкой, мраморным или кварцевым песком и питьевой водой (или соленой водой, или соляркой, или газом). Носитель свойств СО песчаных пород – кварцитовая крошка и чистый кварцевый песок должны содержать SiO_2 не менее 99%. Для СО кальцитовых пород содержание $CaCO_3$ в мраморе должно составлять не менее 99%. Содержание химических элементов с аномальным сечением захвата нейтронов в материалах-носителях свойств СО должно быть не более 0,1%.

Мраморная крошка и мраморный песок могут содержать определенное количество воды и воздуха. Питьевая вода может содержать растворенный в ней воздух. Кроме того, незначительное количество мелких пузырьков воздуха остается в теле СО в процессе его приготовления. Все эти факторы следует учитывать при построении и аттестации СО пористости и плотности пород.

В качестве первых эталонов единиц коэффициента пористости и плотности пластов с 1981 г. использовался ряд моделей пластов, пересеченных скважиной диаметром 196 мм. Содержание хлора в пласте и скважине принималось равным 0 г/л при температуре (20±2) ^{o}C [21]. В 2005 г. новый комплект ГСО построен и хранится Центре метрологических исследований «Урал-Гео», внесен в Реестр государственных СО России под номером ГСО 8784-2006. Комплект содержит 22 скважины, заполненные питьевой водой и позволяющие зафиксировать показания аппаратуры НК с любыми зондами в разных геолого-технических условиях. Основные характеристики СО представлены в табл. 1.

На основе этих СО можно построить семейство из 9-ти КФ для каждого типа зонда (НГК, ННК-т, ННК-нт). Три КФ могут быть построены для чистых водонасыщенных кальцитовых пластов, пересеченных скважинами диаметром 124, 156 и 216 мм. Четыре КФ могут быть построены для чистых песчаных пластов, пересеченных скважинами диаметром 120, 156, 216 и 295 мм. По одной КФ могут быть

построены для газонасыщенных чистых песчаников и для водонасыщенных чистых песчаников с минерализацией 150 г/л.

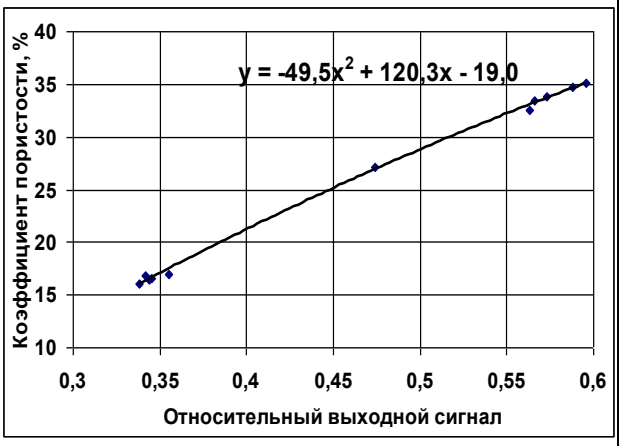
Созданы также вторичные рабочие эталоны пористости и плотности для метрологических служб производственных геофизических предприятий в разных городах России (Когалым, Сургут, Оренбург, Ноябрьск, Нижневартовск и др.) и в г. Речица Республики Беларусь. Все СО предприятий строились из одних и тех же материалов-носителей свойств: коелгинский мрамор; кварцевая крошка и песок.

Таблица 1 Параметры эталонов пористости и плотности песчаных и кальцитовых пород в ЦМИ «Урал-Гео»

Минералогический состав скелета и насыщение порового пространства	Коэффициент пористости, %	Плотность, кг/м^3	Диаметр скважины, мм
ГСО-П-0,0%-2651-216 Монолитный кварцевый блок	0,0+0,1	2651±5	216±1
ГСО-ПВ-16,6%-2376-120-155-216-295 Песчаник двухфракционный водонасыщенный	16,6±0,2	2376±6	120±1; 155±1; 216±1; 295±1;
ГСО-ПВ-32,5%-2118-120-155-216-295 Песчаник однофракционный водонасыщенный	32,5±0,2	2118±5	120±1; 155±1; 216±1; 295±1;
ГСО-ПВМ150-16,0%-216 Песчаник двух фракционный водонасыщенный с минерализацией 150 г/л	16,0±0,2	2395±6	216±1
ГСО-ПВМ150-32,7%-216 Песчаник однофракционный водонасыщенный с минерализацией 150 г/л	32,7±0,2	2139±5	216±1
ГСО-ПГ-17,0%-2200-216 Песчаник двух фракционный газонасыщенный	17,0±0,2	2200±6	216±1
ГСО-ПГ 34,5%-1745-216 Песчаник одно фракционный газонасыщенный	34,5±0,2	1745±6	216±1
ГСО-КВ-0,8%-2696-124 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8±0,2	2696±5	124±1
ГСО-КВ-0,8%-2696-156 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок**)**	0,8±0,2	2696±5	156±1
ГСО-КВ-0,8%-2696-216 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок**)**	0,8±0,2	2696±5	216±1
ГСО-КВ-15,9%-2437-124-156-216 Кальцит двухфракционный водонасыщенный	15,9±0,2	2437±6	124±1; 156±1; 216±1
ГСО-КВ-35,2-2107-124-156-216 Кальцит однофракционный водонасыщенный	35,2±0,2	2107±5	124±1; 156±1; 216±1

На рис. 1 показаны результаты сличения СО пористости в различных городах: а) кальцитовых пород; б) песчаных пород.

а



б

Рис. 1. Результат сличения СО пористости пород

На графиках относительный выходной сигнал – отношение частоты импульсов по малому и большому зондам в СО, деленное на такое же отношение частоты в воде.

Сличение выполнялось одним и тем же зондом-компаратором на основе аппаратуры РК5-76 по каналу 2ННК-Т. Видно, что эталоны, изготовленные в разных городах по одной и той же технологии, воспроизводят единицу коэффициента пористости водонасыщенного пласта с разбросом не превышающим 0,8% (или с абсолютной погрешностью ±0,4%).

2.5 Эталоны толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве

В практике ГИС при контроле технического состояния нефтегазовых скважин широкое распространение получили скважинные гамма-дефектомеры-толщиномеры (СГДТ) для измерений в колоннах диаметром 146, 168 и 178 мм и цементомеры ЦМ разных модификаций, предназначенные для измерений во всех остальных типоразмерах обсадных колонн.

При обосновании требований к эталонам для аппаратуры гамма-гамма-цементометрии скважин учтено то обстоятельство, что в существующей аппаратуре типа СГДТ и ЦМ имеются два взимозависимых нелинейных измерительных канала: канал толщиномера стальной колонны (его показания зависят от плотности вещества за трубой); канал интегрального плотномера (его показания зависят от

толщины стенки обсадной колонны).

Поскольку отмеченные измерительные каналы взаимозависимы и нелинейные, то эталон должен воспроизводить как минимум девять пар значений измеряемых параметров (сочетание трех значений плотности с тремя значениями толщины стенки колонны).

Длина зонда толщиномера аппаратуры СГДТ и ЦМ равна 210 мм, зонда плотномера – 420 мм. Вследствие того, что канал плотномера измеряет плотность вещества всегда через обсадную колонну, минимальная длина стандартного образца колонны заданной толщины должна быть не менее 600 мм.

Расстояние от наружной стенки колонны до внутренней стенки корпуса СО (или до соседней колонны) должно быть не менее глубинности зонда канала плотномера - около 300 мм. Но реальные исследования аппаратуры СГДТ-НВ в стальной емкости с водопроводной водой показали, что ее выходные сигналы по обоим каналам не изменяются при приближении прибора к корпусу емкости на расстояние до 240 мм. Значит, при наличии колонны и вещества с большей плотностью это расстояние может быть меньше 230 мм.

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

С одной стороны, эта аппаратура предназначена для измерений плотности цемента, расположенного между наружной стенкой обсадной колонны и стенкой скважины, пересекающей пласты горной породы, отличающихся по плотности от цемента. Целесообразно воспроизводить три значения плотности цемента при каких-либо фиксированных значениях толщины стенки колонны и плотности породы (трехслойная цилиндрическая неоднородная среда). Но при этом возникают существенные трудности с введением большого количества взаимозависимых поправок. Этот подход находится в стадии опробования с ограниченным количеством эталонов.

С другой стороны, можно пока ограничиться тремя значениями плотности однородной среды в затрубном пространстве. Такая ситуация при измерениях в реальной скважине бывает чрезвычайно редко, например, в большой зацементированной каверне. Но для периодического контроля аппаратуры СГДТ и ЦМ этот упрощенный подход вполне допустим.

Следует отметить, что в аппаратуре СГДТ выходной сигнал соответствует кажущимся значениям толщины и кажущимся значениям плотности.

Канал толщиномера следует рассматривать как канал для измерения главного влияющего фактора (толщины стенки колонны) на поправку к измеренному значению основного параметра – плотности вещества в затрубном пространстве. Значит для данной аппаратуры конкретного типа должна быть предусмотрена индивидуальная КФ в виде функции двух или трех переменных.

Комплекс эталонов, воспроизводящих параметры обсаженных скважин, начал создаваться в 1995 г. с учетом следующих основных требований [15, 16]:

1) необходимо воспроизведение трех значений толщины стенки колонны при разных значениях плотности вещества за колонной и три значения плотности вещества в затрубном пространстве при трех значениях толщины стенки колонны;

2) должна обеспечиваться возможность дальнейшей коррекции каналов интегрального и селективного плотномера за влияние плотности пластов породы при разных значениях эксцентриситета колонны.

Выполнение первого требования позволяло построить минимально необходимое семейство КФ с коррекцией канала интегрального плотномера по толщине стенки колонны.

Такие эталоны толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве созданы в виде СО плотности вещества (бесконечной однородной среды плотностью 1000, 1650 и 2050 кг/м^3), в котором расположены стальные трубы разного диаметра, воспроизводящие толщину стенки обсадной колонны из трех обработанных на токарном станке цилиндров разной толщины. Номинальный наружный диаметр труб выбирают из ряда 102, 114, 127, 146, 168, 178, 219, 245, 324 и 430 мм, толщина стенки в интервалах 5-6, 7-8 и 9-10 мм.

Для оценки влияния плотности пласта горной породы на показания аппаратуры СГДТ-НВ в 1995 г. во ВНИИнефтепромгеофизике были созданы экспериментальные модели обсаженных скважин МОС-1 (с портланд-цементом) и МОС-2 (с гельцементом). Они создавались как эталоны единиц параметров структуры «пласт-цемент-колонна» при бездефектном цементировании колонны 146 мм в скважине диаметром 216 мм с эксцентриситетом равным нулю. Конструктивно эти эталоны выполнены в виде параллелепипеда из бето-

на плотностью (2150±30) кг/м^3 высотой 4,0 м и поперечным сечением площадью около 1 м^2.

Толщина стенки колонны (8,0±0,5) мм. Водоцементное отношение портладцемента и гельцемента равно 0,5, неоднородность плотности цемента ± 0,25%. Эталон МОС-5 отличается от эталона МОС-1 тем, что пласт горной породы выполнен на основе мраморного блока плотностью (2696±8) кг/м^3.

Модели обсаженной скважины МОС-3 и МОС-4 предназначены для воспроизведения параметров цементирования колонны 146 мм в скважине диаметром 216 мм с эксцентриситетом равным нулю при наличии типового дефекта «канал» с углом раскрытия 60° . Кроме того, были созданы две модели обсаженной скважины МОС-6 и МОС-7 с типовым дефектом цементирования «канал» с углом раскрытия 0º, 45º и 90º за колонной 146 мм и 168 мм для тампонажных материалов плотностью 1550 кг/м^3 и 1850 кг/м^3. Модель МОС-6 построена на основе мраморного блока плотностью 2700 кг/м^3 высотой 1,5 м со скважиной диаметром 216 мм.

Модель МОС-7 построена на основе насыпного пласта из мраморной крошки с водой плотностью 2080 кг/м^3 диаметром 1420 мм высотой 1,5 м со скважиной диаметром 216 мм. В скважины обоих моделей вставляются сменные зацементированные портланд- и гельцементом колонны диаметром 146 мм и 168 мм с толщиной стенки 8 мм [21].

Новый комплекс таких эталонных моделей обсаженных скважин разработан в виде вставок в скважины эталонов плотности пористого пласта. Он позволит для аппаратуры СГДТ и ЦМ строить семейство КПФ для разных геолого-технических условий и измерение плотности цемента в заколонном пространстве с погрешностью не более ±40 кг/м^3.

2.6 *Эталоны для интегрального гамма-каротажа*

Радиоактивность пластов горных пород обусловлена наличием в глинах и глинистых пластах-коллекторах радиоактивных элементов урана, тория и калия. Поскольку зонд гамма-каротажа (ГК) расположен не в пласте, а на стенке скважины, то часть гамма-квантов от пласта поглощается буровым раствором и детектор регистрирует кажущиеся параметры излучения - часть измененного гамма-излучения от пласта.

Гамма-каротаж выполняют в скважинах с целью выделения глинистых пластов и определения их коэффициента глинистости. Различают интегральный гамма-каротаж (ГК-И) и спектрометрический гамма-каротаж (ГК-С).

Слово "интегральный" подчеркивает, что детектором (стинциляционным счетчиком) аппаратуры ГК-И регистрируются все гамма-кванты, энергия которых выше порогового уровня – 60 килоэлектронвольт (кэВ), а в ГК-С - выделяют гамма-кванты разных энергий.

В аппаратуре ГК-И в качестве измеряемого параметра принята мощность экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения в скважинах по шкале МЭД от источника гамма-квантов "Радий-226" (Ra^{226}) на поверхности стального корпуса прибора. Диапазон измерений МЭД для аппаратуры ГК-И устанавливают в пределах от 2 до 20 мкР/ч. При организации попутных поисков урановых элементов верхний предел диапазона измерений аппаратурой ГК-И может быть увеличен до 250 мкР/ч. Допускаемая основная относительная погрешность ±15%.

При калибровке и поверке аппаратуры интегрального ГК используется метод прямых измерений МЭД, воспроизводимой дозиметрической установкой на основе ампульного источника гамма-квантов "Радий-226" (Ra^{226}). МЭД изменяется (уменьшается) обратно пропорционально квадрату расстояния от центра ампульного источника гамма-квантов до центра кристалла NaJ детектора аппаратуры ГК-И. Хотя спектр энергий источника Ra^{226} отличается от спектра энергий горных пород, принятый подход вполне приемлем, так как канал ГК-И все же в большей степени является счетчиком гамма-квантов, часто используемый для привязки каротажных кривых к геологическому разрезу. Поэтому использование МЭД от источника Радий-226 обеспечивает единство геофизических измерений путем обеспечения прослеживаемости единицы МЭД к государственному эталону России через эталонный геофизический дозиметр.

В настоящее время в геофизике широко применяются два типа дозиметрических установок: 1) установка УАК-ИГК-50 для автоматизированной калибровки аппаратуры ГК-И; 2) установка УПГК для поверки аппаратуры ГК-И в обычном ручном режиме.

2.7 *Эталоны для кавернометров и инклинометров*

Кавернометры-профилемеры относятся к средствам измерений длины (диаметра или радиуса). В качестве эталонов используются измерительные кольца особой конструкции. На внутренней поверхности кольца имеется проточка, позволяющая оценивать вариацию показаний кавернометра. Кольца воспроизводят диаметр круга в диапазоне от 100 до 960 мм с допускаемой абсолютной погрешностью ±1 мм.

2.8 Эталоны для скважинных термометров, манометров, расходомеров, влагомеров, плотномеров и резистивиметров

Указанные скважинные средства измерений применяются для измерений и контроля параметров потока "вода-нефть-газ" в добывающих нефтегазовых скважинах.

Характеристики эталонов для них приведены в табл. 2.

Таблица 2. Характеристики эталонов для скважиной аппаратуры контроля разработки месторождений.

Измеряемая величина	Тип эталона	Диапазон	Допуск. погрешность	Особые условия
Температура, ^{o}C	УАК-СТМ	10-150	±0,2 ^{o}C	
Давление, МПа	УАК-СТМ	0-90	±0,5%	При разной температуре
Расход воды, м^3/ч	УАК-СР	0,1-96	±(0,2+0,04·Q)	
Влагосодержание нефти, %	УАК-СВН	0-60	±(0,5+0,05·W)	Водонефтяная эмульсия
Плотность, кг/м^3	УАК-СП	600-1200	±2 кг/м^3	
Удельная электрическая проводимость, мСм/м	УАК-СР	25-1000	±(0,2+0,04·σ) мСм/м	

3 Передача единиц измеряемых величин геофизическим приборам

Прежде, чем передать единицу прибору, ее необходимо воспроизвести, то есть воссоздать в виде материального носителя - эталона. Геофизические эталоны воспроизводят единицы измеряемых параметров пласта и скважины в нормальных условиях. Поэтому эталоны параметров пласта представляют собой модель пласта, пересеченного скважиной. Исключение составляет эталон УЭС в виде бассейна с водным раствором хлористого натрия, где скважина отсутствует.

Обычно основным методом передачи единицы параметра пласта или скважины аппаратуре является метод прямых измерений.

Передача единиц величин регламентируется государственными и локальными поверочными схемами в виде таблицы, состоящей из полей и ступеней (см. приложения 1 - 6). На полях расположены эталоны и рабочие средства измерений, на ступенях - метод передачи единицы. На верхней ступени расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем. Ниже расположены исходные первичные эталоны единиц геофизических величин. Еще ниже указывают вторичные или рабочие эталоны и на самом нижнем поле расположена рабочая скважинная аппаратура.

В качестве исходного эталона какого-либо параметра пласта для скважинной аппаратуры используются СО этого параметра пласта, пересеченного скважиной заданного диаметра с известными параметрами жидкости в ней и созданного из материалов, свойства и состав которых близки к свойствам и составу реальных пластов. Исходные СО имеют минимальную погрешность.

Контроль стабильности шкалы или калибровочной функции аппаратуры во времени осуществляется либо с использованием тех же самых эталонов, от которых была получена единица величины, либо с использованием имитатора этой измеряемой физической величины.

Имитатор измеряемой физической величины должен обладать более высокой стабильностью имитируемой величины, чем стабильность поверяемой скважинной аппаратуры. Имитатор не может быть использован для построения шкалы или калибровочной функции скважинной аппаратуры.

4 Калибровочные функции

Понятие "*шкала*" относится к измерительным приборам, а понятие "*калибровочная функция*" - к измерительным преобразователям.

Значительная часть скважинной геофизической аппаратуры относится к индивидуально градуируемым средствам измерений. Часть аппаратуры имеет стандартные калибровочные функции (*градуировочные характеристики*).

4.1 Стандартные и нестандартные калибровочные функции

Градуировкой измерительного преобразователя называется совокупность операций, выполняемых с целью передачи ему единицы физической величины и установления параметров функциональной зависимости между измеряемым параметром и выходным сигналом преобразователя. Следует заметить, что в Законе № 102-ФЗ термин "*градуировка*" не упоминается. Эту операцию будем рассматривать как составную часть калибровки, в результате которой определяются действительные значения параметров индивидуальной КФ. Напомним, что параметры функции преобразования относятся к метрологическим характеристикам СИ.

В геофизике в большинстве случаев применяется КФ в виде зависимости измеряемого параметра от выходного сигнала аппаратуры, то есть $B_{изм}=F(x)$. Такая функция, представленная формулой, очень удобна для непосредственного вычисления значения измеряемого параметра по показаниям (по значению выходного сигнала) аппаратуры. КФ может быть номинальной (стандартной, одинаковой для всей совокупности однотипных измерительных преобразователей) или индивидуальной (различной для каждого экземпляра однотипной аппаратуры). Аппаратура электрического и акустического каротажа, инклинометры и каверномеры имеют номинальные КФ. Для аппаратуры интегрального гамма-каротажа, нейтронного каротажа, плотностного гамма-гамма-каротажа, для скважинных термометров, манометров и расходомеров обычно строится индивидуальная КФ.

При калибровке всегда оцениваются погрешности построенной КФ, включая погрешности применяемых эталонов и погрешность аппроксимации реальной (экспериментальной) функции преобразования какой-либо известной функцией.

КФ может быть линейной или нелинейной, функцией одной, двух и более переменных.

Если линейная КФ проходит через ноль (начало координат), то в документации указывается только один коэффициент преобразования. Если она проходит не через ноль, то указывают формулу $Y=a+вx$**,** описывающую функцию преобразования двумя коэффициентами a и $в$**,** x – выходной сигнал.

Если характеристика нелинейная, то чаще всего указывают функцию преобразования в виде полинома второй степени $Y=a+вx+cx^2$ (с тремя коэффициентами). Полином более высокой степени не используется. Реже используется степенная или логарифмическая функция.

При определении (вычислении) коэффициентов функции одной переменной составляется система уравнений, в каждом из которых неизвестными являются вычисляемые коэффициенты для каждой пары "*измеряемый параметр – выходной сигнал*".

Номинальную или индивидуальную КФ представляют в виде формулы, графика или таблицы. В любом случае в её основе лежит функциональная связь измеряемой величины с выходным сигналом аппаратуры, установленная на основе экспериментальных данных.

Эти данные попарно представляют собой измеренные значения параметров, воспроизводимые эталоном (или измеренные эталонным прибором), и значения выходного сигнала калибруемой аппаратуры. Каждое из этих измеренных значений содержит систематическую погрешность, обусловленную неидеальностью процесса преобразования измеряемой величины в выходной сигнал. Это означает, что координаты каждой экспериментальной точки, принятой для построения КФ, являются случайными величинами. Поэтому принятая для аппаратуры КФ является частной реализацией совокупности случайных реализаций КФ, отличающихся от идеальной КФ этой аппаратуры.

Возможны два варианта расположения принятой КФ аппаратуры относительно экспериментальных точек:

1) проходит строго через экспериментальные точки;

2) проходит между экспериментальными точками, не совпадая ни с одной из них.

В первом случае количество пар экспериментальных данных равно числу неизвестных параметров (коэффициентов) функции, принятой для аппаратуры в качестве КФ.

Для второго варианта число пар экспериментальных данных больше числа неизвестных коэффициентов КФ. Соответственно число уравнений в системе, равное числу пар экспериментальных данных, больше числа неизвестных коэффициентов КФ. В этом случае система уравнений не имеет однозначного решения и решается одним из статистических методов, например, методом наименьших квадратов (МНК).

Рассмотрим эти два метода построения КФ для трех видов функций, наиболее часто встречающихся в геофизике - линейной, параболической и логарифмической.

4.2 Линейная калибровочная функция

Алгебраический способ построения КФ вида Y=a+b·X.

Исходные данные: эталон воспроизводит только два значения измеряемого параметра $Y_{э1}\pm\Delta_{одэ1}$ и $Y_{э2}\pm\Delta_{одэ2}$; им соответствуют два измеренных значения выходного сигнала калибруемой аппаратуры $X_1\pm\Delta_{од1}$ и $X_2\pm\Delta_{од2}$.

На основании таких исходных данных может быть составлена система двух линейных уравнений с двумя неизвестными a и b в следующем виде:

$$\begin{aligned} Y_{1э} &= a + b \cdot X_1 \\ Y_{2э} &= a + b \cdot X_2 \end{aligned} \qquad (2)$$

Эта система имеет однозначное решение:

$$b = \frac{Y_{2э} - Y_{1э}}{X_2 - X_1}$$

$$a = Y_{2э} - b \cdot X_2 \,. \qquad (3)$$

За оценку абсолютной погрешности аппаратуры с вновь построенной КФ принимается максимальное из нормированных погрешностей эталонов (либо, $\pm\Delta_{одэ1}$ либо $\pm\Delta_{одэ2}$), когда погрешностью измерений параметров выходного сигнала можно пренебречь. При этом должны выполняются неравенства:

$$\frac{\Delta_{од1}}{X_1} \le 0{,}3\,\frac{\Delta_{одэ1}}{Y_1} \quad \text{и} \quad \frac{\Delta_{од2}}{X_2} \le 0{,}3\,\frac{\Delta_{одэ2}}{Y_2}. \qquad (4)$$

Если погрешностью измерений параметров выходного сигнала пренебречь нельзя, то за оценку абсолютной погрешности аппаратуры с вновь построенной КФ принимается максимальное из следующих значений:

$$\pm Y_{1э}\cdot\sqrt{\frac{\Delta^2_{одэ1}}{Y^2_{1э}}+\frac{\Delta^2_{од1}}{X^2_1}} \text{ или } \pm Y_{2э}\cdot\sqrt{\frac{\Delta^2_{одэ2}}{Y^2_{2э}}+\frac{\Delta^2_{од2}}{X^2_2}}. \quad (5)$$

Частным случаем первого варианта построения линейной КФ является случай, когда функция проходит через начало координат. Такое возможно, когда по принципу действия или благодаря схемным решениям аппаратуры при нулевом значении измеряемого параметра выходной сигнал аппаратуры равен нулю. Эталон, например, полевой калибратор, воспроизводит только одно значение измеряемого параметра $Y_{1э}$, которому соответствует только одно значение выходного сигнала калибруемой аппаратуры X_1. В итоге имеем одно линейное уравнение с одним неизвестным в следующем виде $Y_{1э}=bX_1$, решение которого очевидно.

За оценку абсолютной погрешности аппаратуры с вновь построенной КФ принимается нормированная допускаемая абсолютная погрешность эталона ($\pm\Delta_{одэ1}$), если погрешностью измерений параметров выходного сигнала можно пренебречь, то есть выполняется первое неравенство в (4). Если погрешностью измерений параметров выходного сигнала пренебречь нельзя, то за оценку абсолютной погрешности аппаратуры с вновь построенной КФ принимается

$$\pm Y_{1э}\cdot\sqrt{\frac{\Delta^2_{одэ1}}{Y^2_{1э}}+\frac{\Delta^2_{од1}}{X^2_1}}.$$

Статистический способ

Исходные данные: эталон воспроизводит более двух значений измеряемого параметра, например, для n значений $Y_{э1}\pm\Delta_{одэ1}$, $Y_{э2}\pm\Delta_{одэ2}$ и $Y_{эn}\pm\Delta_{одэn}$; им соответствуют n измеренных значений выходного сигнала калибруемой аппаратуры $X_1\pm\Delta_{од1}$, $X_2\pm\Delta_{од2}$ и $X_n\pm\Delta_{одn}$.

На основании таких исходных данных может быть составлена система n линейных уравнений с двумя неизвестными a и b в следующем виде:

$$\begin{aligned} Y_{1э} &= a + b\cdot X_1 \\ Y_{2э} &= a + b\cdot X_2. \\ &\dots \\ Y_{nэ} &= a + b\cdot X_n. \end{aligned} \quad (6)$$

Эта система решается методом наименьших квадратов, предложенным Гауссом. Из неё составляют систему из двух нормальных уравнений с двумя неизвестными *a* и *b*. Нормальные уравнения получают по следующему правилу.

Первое нормальное уравнение получим в результате суммирования левой и правой частей системы (6), а второе в результате суммирования левой и правой частей этой системы после умножения каждого уравнения на коэффициент при неизвестном *b*. В итоге получим следующую новую систему двух уравнений

$$\sum_{i=1}^{n} Y_{iэ} = a \cdot n + b \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i$$

$$\sum_{i=1}^{n} X_i \cdot Y_{iэ} = a \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i + b \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 . \qquad (7)$$

Решение данной системы нормальных уравнений найдём путём подстановки *a* из первого уравнения во второе, вычислим *b* и найдем *a*, подставив *b* в первое уравнение.

$$b = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i \cdot Y_{iэ} - \sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} Y_{iэ}}{n \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 - (\sum_{i=1}^{n} X_i)^2} \qquad (8)$$

$$a = \frac{1}{n} \cdot (\sum_{i=1}^{n} Y_{iэ} - b \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i)$$

Частным случаем второго варианта построения линейной КФ является случай, когда функция проходит через начало координат, $a = 0$.

В этом случае поиск коэффициента *b* методом наименьших квадратов сводится к нахождению среднего арифметического значения всех коэффициентов преобразования в каждой точке контроля аппаратуры:

$$b = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{Y_{iэ}}{X_i} = \frac{\sum_{i=1}^{n} Y_{iэ}}{\sum_{i=1}^{n} X_i} . \qquad (9)$$

Для оценки погрешности градуировки средства измерений необходимо найти отклонения экспериментальных точек от построен-

ной КФ с коэффициентами a и b. Для этого в каждой i-й точке контроля необходимо по построенной КФ определить измеренное значение $Y_{изм,i}$ при выходном сигнале X_i. Затем в каждой i-й точке контроля вычислить оценку поправки по формуле

$$\tilde{\theta}_i = Y_{iэ} - Y_{iиз} . \qquad (10)$$

Для каждой точки контроля оценку абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_i$ найдем как алгебраическую сумму модуля оценки поправки и модуля нормированного предела абсолютной погрешности ***i***-го эталона $|\Delta_{орэi}|$

$$\tilde{\Delta}_i = \pm(|\tilde{\theta}_i| + |\Delta_{орэi}|) \qquad (11)$$

и либо выберем максимальную из них, либо построим зависимость оценки погрешности от измеряемого параметра.

Если погрешностью измерений параметров выходного сигнала пренебречь нельзя, то за оценку абсолютной погрешности аппаратуры принимается максимальное значение, вычисленное во всех точках контроля с использованием вновь построенной КФ,

$$\tilde{\Delta} = \pm(|\tilde{\theta}_i| + Y_{эi} \cdot \sqrt{\frac{\Delta^2_{орэi}}{Y^2_{эi}} + \frac{\Delta^2_{ор}}{X^2_i}})_{\max} . \qquad (12)$$

4.3 Параболическая калибровочная функция

Алгебраический способ построения КФ
вида $Y = a + b \cdot X + c \cdot X^2$

Исходные данные: эталон воспроизводит только три значения измеряемого параметра $Y_{1э} \pm \Delta_{орэ1}$, $Y_{2э} \pm \Delta_{орэ2}$ и $Y_{3э} \pm \Delta_{орэ3}$; им соответствуют три измеренных значения выходного сигнала калибруемой аппаратуры $X_1 \pm \Delta_{ор1}$, $X_2 \pm \Delta_{ор2}$ и $X_3 \pm \Delta_{ор3}$.

На основании таких исходных данных может быть составлена система трёх линейных уравнений с тремя неизвестными a, b и c в следующем виде:

$$\begin{aligned} Y_{1э} &= a + b \cdot X_1 + c \cdot X_1^2 \\ Y_{2э} &= a + b \cdot X_2 + c \cdot X_2^2 \\ Y_{3э} &= a + b \cdot X_3 + c \cdot X_3^2. \end{aligned} \qquad (13)$$

Эта система имеет однозначное алгебраическое решение:

$$c = \frac{Y_{3э} - Y_{2э} - (Y_{2э} - Y_{э1}) \cdot (X_3 - X_2)/(X_2 - X_1)}{(X_3 - X_1) \cdot (X_3 - X_2)};$$

$$b = \frac{Y_{2э} - Y_{1э}}{X_2 - X_1} - (X_2 + X_1) \cdot c; \qquad (14)$$

$$a = Y_{3э} - b \cdot X_3 - c \cdot X_3^2 .$$

За оценку абсолютной погрешности аппаратуры с вновь построенной КФ принимается максимальная из нормированных допускаемых абсолютных погрешностей двух эталонов (либо $\Delta_{орэ1}$, либо $\Delta_{орэ2}$, либо $\Delta_{орэ3}$).

Если погрешностью измерений параметров выходного сигнала пренебречь нельзя, то за оценку абсолютной погрешности аппаратуры принимается максимальное из следующих значений:

$$\pm Y_1 \cdot \sqrt{\frac{\Delta_{орэ1}^2}{Y_1^2} + \frac{\Delta_{ор}^2}{X_1^2}} \text{ или } \pm Y_2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta_{орэ2}^2}{Y_2^2} + \frac{\Delta_{ор}^2}{X_2^2}} \text{ или } \pm Y_3 \cdot \sqrt{\frac{\Delta_{орэ3}^2}{Y_3^2} + \frac{\Delta_{ор}^2}{X_3^2}} .$$

Статистический способ

Исходные данные: эталон воспроизводит более трёх значений измеряемого параметра, например, для ***n*** значений $Y_{1э} \pm \Delta_{орэ1}$, $Y_{2э} \pm \Delta_{орэ2}$, … и $Y_{nэ} \pm \Delta_{орэn}$; им соответствуют ***n*** измеренных значений выходного сигнала градуируемой аппаратуры $X_1 \pm \Delta_{ор1}$, $X_2 \pm \Delta_{ор2}$, … и $X_n \pm \Delta_{орn}$.

На основании таких исходных данных может быть составлена система n линейных уравнений с тремя неизвестными ***a***, ***b*** и ***c*** в следующем виде:

$$\begin{aligned} Y_{1э} &= a + b \cdot X_1 + c \cdot X_1^2 \\ Y_{2э} &= a + b \cdot X_2 + c \cdot X_2^2 \\ Y_{3э} &= a + b \cdot X_3 + c \cdot X_3^2 \\ &\dots \\ Y_{nэ} &= a + b \cdot X_n + c \cdot X_n^2 . \end{aligned} \qquad (15)$$

Эта система уравнений решается на основе метода наименьших квадратов. Из нее составляют систему из трех нормальных уравнений с тремя неизвестными *a*, *b* и *c*.

Нормальные уравнения получают по следующему правилу.

Первое нормальное уравнение получим в результате суммирования левой и правой частей системы (15) с последующим умножением обоих частей на сумму квадратов всех измеренных значений выходного сигнала *X*.

Второе уравнение получим в результате суммирования левой и правой частей этой системы после умножения каждого уравнения на коэффициент при неизвестном *b* с последующим умножением обоих частей на сумму всех измеренных значений выходного сигнала *X*.

Третье уравнение получим в результате суммирования левой и правой частей этой системы после умножения каждого уравнения на коэффициент при неизвестном *c*.

В итоге получим следующую новую систему трех уравнений:

$$\begin{aligned}
&\sum_{i=1}^{n} Y_{iэ} \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 = n \cdot a \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 + b \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 + c \cdot (\sum_{i=1}^{n} X_i^2)^2 ; \\
&\sum_{i=1}^{n} (Y_{iэ} \cdot X_i) \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i = a \cdot (\sum_{i=1}^{n} X_i)^2 + b \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 + c \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i \sum_{i=1}^{n} X_i^3 ; \qquad (16) \\
&\sum_{i=1}^{n} (Y_{iэ} \cdot X_i^2) = a \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 + b \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^3 + c \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^4 .
\end{aligned}$$

В результате ее решения найдем коэффициенты *a*, *b* и *c* параболической КФ $Y = a + b \cdot X + c \cdot X^2$, вычисляемые по формулам:

$$a = \frac{A1+A2+A3}{D1-D2}; \quad b = \frac{B1+B2+B3}{D1-D2}; \quad c = \frac{C1+C2+C3}{D1-D2}; \qquad (17)$$

где

$$A1 = \sum_{i=1}^{n} Y_{iэ} \cdot \left(\sum_{i=1}^{n} X_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^4 - \left(\sum_{i=1}^{n} X_i^3 \right)^2 \right);$$

$$A2 = \sum_{i=1}^{n} (X_i \cdot Y_{iэ}) \cdot \left(\sum_{i=1}^{n} X_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^3 - \sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^4 \right);$$

$$A3 = \sum_{i=1}^{n} (X_i^2 \cdot Y_{iэ}) \cdot \left(\sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^3 - \left(\sum_{i=1}^{n} X_i^2 \right)^2 \right);$$

$$B1 = \sum_{i=1}^{n} Y_{iэ} \cdot \left(\sum_{i=1}^{n} X_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^3 - \sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^4 \right);$$

$$B2 = \sum_{i=1}^{n}(X_i \cdot Y_{iэ}) \cdot \left(n \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^4 - \left(\sum_{i=1}^{n} X_i^2 \right)^2 \right);$$

$$B3 = \sum_{i=1}^{n}(X_i^2 \cdot Y_{iэ}) \cdot \left(\sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 - n \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^3 \right);$$

$$C1 = \sum_{i=1}^{n} Y_{iэ} \cdot \left(\sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^3 - \left(\sum_{i=1}^{n} X_i^2 \right)^2 \right);$$

$$C2 = \sum_{i=1}^{n}(X_i \cdot Y_{iэ}) \cdot \left(\sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 - \sum_{i=1}^{n} X_i^3 \right);$$

$$C3 = \sum_{i=1}^{n}(X_i^2 \cdot Y_{iэ}) \cdot \left(n \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{n} X_i \right)^2 \right);$$

$$D1 = n \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^4 + 2 \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^3;$$

$$D2 = \left(\sum_{i=1}^{n} X_i^2 \right)^3 + n \cdot \left(\sum_{i=1}^{n} X_i^3 \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^{n} X_i \right)^2 \cdot \sum_{i=1}^{n} X_i^4.$$

Если полученные коэффициенты *a, b* и *c* подставить в исходную систему (15), то получим совокупность измеренных значений $Y_{1изм}$, $Y_{2изм}$, $Y_{3изм}$ …и $Y_{n\text{-}изм}$ при тех же самых значениях выходных сигналов. Для каждого из них найдем оценку поправки по формуле (10).

В каждой точке контроля найдем оценку абсолютной погрешности как сумму модуля полученной оценки поправки и модуля нормированного предела (или оценки) абсолютной погрешности эталона по формуле (11) и в качестве абсолютной погрешности аппаратуры выберем максимальную из них или построим зависимость оценки погрешности от измеряемого параметра.

Если погрешностью измерений параметров выходного сигнала пренебречь нельзя, то за оценку абсолютной погрешности аппаратуры принимается максимальное значение, вычисленное во всех точках контроля по формуле (10).

Следует отметить, что количество эталонов, применяемых для калибровки геофизических средств измерений, редко может превысить четырех или пяти.

Следовательно, в системе (17) будет такое же количество уравнений соответственно.

4.4 Логарифмическая калибровочная функция

Алгебраический способ построений КФ вида Y=a+b·Ln(X).

Исходные данные: эталон воспроизводит только два значения измеряемого параметра $Y_{1э} \pm \Delta_{орэ1}$ и $Y_{2э} \pm \Delta_{орэ2}$; им соответствуют два измеренных значения выходного сигнала калибруемой аппаратуры $X_1 \pm \Delta_{ор1}$ и $X_2 \pm \Delta_{ор2}$.

На основании таких исходных данных может быть составлена система двух уравнений с двумя неизвестными a и b в следующем виде:

$$\begin{aligned} Y_{1э} &= a + b \cdot \ln(X_1) \\ Y_{2э} &= a + b \cdot \ln(X_2) \end{aligned} \qquad (18)$$

Найдем решение этой системы, исходя из предположения, что $a=Y_{1э}$. Это возможно только в том случае, когда второе слагаемое в первом уравнении равно 0 при ***ln(1)=0*** после замены переменной X на X/X_1. Тогда ***b*** найдем из второго уравнения:

$$b = \frac{Y_{2э} - Y_{1э}}{\ln(X_2/X_1)}.$$

В итоге КФ имеет вид:

$$Y = Y_{1э} + \frac{Y_{2э} - Y_{1э}}{ln(X_2/X_1)} \cdot ln(\frac{X}{X_1}). \qquad (19)$$

За оценку абсолютной погрешности аппаратуры с вновь построенной логарифмической КФ принимается максимальная из нормированных абсолютных погрешностей эталонов (либо, $\pm\Delta_{орэ1}$ либо $\pm\Delta_{орэ2}$), когда погрешностью измерений параметров выходного сигнала можно пренебречь.

Если погрешностью измерений параметров выходного сигнала пренебречь нельзя, то за оценку абсолютной погрешности аппаратуры с вновь построенной КФ принимается максимальное из значений, вычисленных по формулам (7).

Статистический способ

Исходные данные: эталон воспроизводит более двух значений измеряемого параметра, например, для n значений $Y_{1э} \pm \Delta_{орэ1}$, $Y_{2э} \pm \Delta_{орэ2}$

… и $Y_{пэ} \pm \Delta_{орэп}$; им соответствуют n измеренных значений выходного сигнала калибруемой аппаратуры $X_1 \pm \Delta_{ор1}$, $X_2 \pm \Delta_{ор2}$, … и $X_n \pm \Delta_{орп}$.

На основании таких исходных данных может быть составлена система n линейных уравнений с двумя неизвестными a и b в следующем виде:

$$Y_{1э}=a+b\cdot \mathrm{Ln}(X_1)$$

$$Y_{2э}=a+b\cdot \mathrm{Ln}(X_2) \qquad (20)$$

$$\ldots$$

$$Y_{nэ}=a+b\cdot \mathrm{Ln}(X_n).$$

Найдем решение этой системы, исходя из предположения, что $a=Y_{1э}$. Заменим переменную X на X/X_1. и приравняем суммы левой и правой частей системы. Из полученного уравнения найдем b как:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^{n} Y_{iэ} - n\cdot Y_{1э}}{\sum_{i=1}^{n} \ln\left(\frac{X_i}{X_1}\right)}. \qquad (21)$$

Для оценки погрешности калибровки средства измерений необходимо найти отклонения экспериментальных точек от построенной КФ с коэффициентами a и b. Для этого в каждой i-й точке контроля необходимо по построенной КФ определить измеренное значение $Y_{изм,i}$ при выходном сигнале X_i. Затем в каждой i-й точке контроля вычислить поправку по формуле

$$\theta_i=Y_{эi}-Y_{измi}. \qquad (22)$$

Для каждой точки контроля абсолютную погрешность Δ_i найдем как алгебраическую сумму модуля поправки и допускаемой абсолютной погрешности i-го эталона $\Delta_{одi}$

$$\Delta_i=\pm(|\theta_i|-\Delta_{одi}) \qquad (23)$$

и либо выберем максимальную из них, либо построим зависимость оценки погрешности от измеряемого параметра.

Если погрешностью измерений параметров выходного сигнала пренебречь нельзя, то за оценку абсолютной погрешности аппаратуры принимается максимальное значение, вычисленное во всех точках контроля с использованием вновь построенной КФ,

$$\Delta_i = \pm(|\theta_i| + Y_{эi} \cdot \sqrt{\frac{\Delta^2_{орэi}}{Y^2_{эi}} + \frac{\Delta^2_{ор}}{X_i^2}})_{\max} . \qquad (24)$$

4.5 Линейная калибровочная функция двух переменных

Рассмотрим способ построения КФ вида

$$Y = a + b \cdot T + (c + d \cdot T) \cdot X.$$

Предполагается, что зависимость изменения показаний X от влияющей величины T линейна и это известно из априорных данных. Тогда КФ можно представить в виде плоской поверхности.

Исходные данные: эталон воспроизводит только два значения измеряемого параметра $Y_{1э} \pm \Delta_{орэ1}$ и $Y_{2э} \pm \Delta_{орэ2}$; воспроизводятся два значения влияющего фактора $T_1 \pm \Delta_{орT1}$ и $T_2 \pm \Delta_{орT2}$. Им соответствуют четыре измеренных значения выходного сигнала калибруемой аппаратуры $X_{11} \pm \Delta_{ор11}$; $X_{12} \pm \Delta_{ор12}$; $X_{21} \pm \Delta_{ор21}$ и $X_{22} \pm \Delta_{ор22}$, где первый индекс соответствует номеру эталона, а второй номеру значения влияющего фактора.

На основании таких исходных данных может быть составлена система четырех линейных уравнений с четырьмя неизвестными *a, b, c* и *d* в следующем виде:

$$\begin{aligned} Y_{1э} &= a + b \cdot T_1 + (c + d \cdot T_1) \cdot Z_{11} \\ Y_{1э} &= a + b \cdot T_2 + (c + d \cdot T_2) \cdot Z_{12} \\ Y_{2э} &= a + b \cdot T_1 + (c + d \cdot T_1) \cdot Z_{21} \\ Y_{2э} &= a + b \cdot T_2 + (c + d \cdot T_2) \cdot Z_{22} \end{aligned} \qquad (25)$$

Эта система имеет однозначное решение. Составим и вычислим основной определитель этой системы

$$\begin{vmatrix} 1 & T_1 & X_1 & T_1 \cdot X_1 \\ 1 & T_2 & X_2 & T_2 \cdot X_2 \\ 1 & T_3 & X_3 & T_3 \cdot X_3 \\ 1 & T_4 & X_4 & T_4 \cdot X_4 \end{vmatrix} \qquad (26)$$

$$\Delta = (T_2\text{-}T_1)(T_4\text{-}T_3)(X_1X_2+X_3X_4)+(T_3\text{-}T_1)(T_4\text{-}T_2)(X_1X_3+X_2X_4)+$$
$$+(T_4\text{-}T_1)(T_3\text{-}T_2)(X_4X_1+X_2X_3).$$

Для нахождения неизвестных коэффициентов *a, b, c* и *d* алгебраическим методом Крамера составим и вычислим соответствующие дополнительные определители, поменяв столбцы в основном определителе на соответствующие эталонные значения.

$$\begin{vmatrix} Y_1 & T_1 & X_1 & T_1 \cdot X_1 \\ Y_2 & T_2 & X_2 & T_2 \cdot X_2 \\ Y_3 & T_3 & X_3 & T_3 \cdot X_3 \\ Y_4 & T_4 & X_4 & T_4 \cdot X_4 \end{vmatrix} \quad \text{для } a, \qquad (27)$$

$$\begin{vmatrix} 1 & Y_1 & X_1 & T_1 \cdot X_1 \\ 1 & Y_2 & X_2 & T_2 \cdot X_2 \\ 1 & Y_3 & X_3 & T_3 \cdot X_3 \\ 1 & Y_4 & X_4 & T_4 \cdot X_4 \end{vmatrix} \quad \text{для } b, \qquad (28)$$

$$\begin{vmatrix} 1 & T_1 & Y_1 & T_1 \cdot X_1 \\ 1 & T_2 & Y_2 & T_2 \cdot X_2 \\ 1 & T_3 & Y_3 & T_3 \cdot X_3 \\ 1 & T_4 & Y_4 & T_4 \cdot X_4 \end{vmatrix} \quad \text{для } c, \qquad (29)$$

$$\begin{vmatrix} 1 & T_1 & X_1 & Y_1 \\ 1 & T_2 & X_2 & Y_2 \\ 1 & T_3 & X_3 & Y_3 \\ 1 & T_4 & X_4 & Y_4 \end{vmatrix} \quad \text{для } d. \qquad (30)$$

Разделим каждый из дополнительных определителей на основной определитель матрицы и найдем коэффициенты *a, b, c* и *d*.

Если в КПФ переменную T заменить переменой $T\text{-}T_0$, где T_0 – нормальное значение влияющей величины, то коэффициенты *a, b, c* и *d* можно найти описанным выше способом.

Обычно погрешностью измерений влияющей величины и выходного сигнала можно пренебречь. Тогда за оценку погрешности аппаратуры с вновь построенной КФ принимается максимальная из погрешностей эталонов (либо $\pm\Delta_{op1э}$, либо $\pm\Delta_{op2э}$).

Если эталонов больше двух или значений воспроизводимой влияющей величины больше двух, то уравнений будет более 4-х. Потребуется статистический способ решения системы уравнений.

Все рассмотренные способы построения КФ применимы для индивидуально градуируемой скважинной геофизической аппаратуры.

5 Поправки к стандартным шкалам

Поправки к стандартным шкалам могут быть зависимыми и независимыми от измеряемой величины. Поправка, не зависящая от измеряемой величины, называется "аддитивной поправкой". Она добавляется к показанию (отметке шкалы) или к измеренному значению. Поправка, зависящая от измеряемой величины, называется "мультипликативной поправкой". Она умножается на показание или на измеренное значение.

5.1 Аддитивная поправка

Оценку аддитивной поправки $\tilde{\theta}_i$ в каждой *i*-той точке контроля аппаратуры в нормальных условиях определяют по формуле

$$\tilde{\theta}_i = X_{iэ} - X_i, \qquad (31)$$

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

$$\tilde{\theta}_i = X_{iэ} - \overline{X}_i, \qquad (32)$$

если выполнены многократные измерения параметра *X*,

где $X_{iэ}$ - эталонное значение параметра *X* в *i*-той точке контроля; $\overline{X}_i = \frac{1}{n}\sum_{j=1}^{n} X_{ij}$ - среднее арифметическое значение. X_{ij} – *j*-тое измеренное значение параметра *X* в *i*-той точке контроля; *n* – число выполненных измерений в контрольной точке. (*j* = от 1 до *n*)

Если выполнить новую серию измерений, то получим другую оценку поправки. Обычно погрешностью оценки среднего пренебрегают ввиду ее малости и за погрешность поправки принимают нормированную или оцененную погрешность использованного эталона.

5.2 Мультипликативная поправка

Оценку аддитивной поправки $\tilde{\theta}_i$ в каждой *i*-той точке контроля аппаратуры в нормальных условиях определяют по формуле

$$\tilde{\theta}_i = \frac{X_{iэ}}{X_i}, \qquad (33)$$

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

$$\tilde{\theta}_i = \frac{X_{iэ}}{\overline{X}_i}, \qquad (34)$$

если выполнены многократные измерения параметра X,

где $X_{iэ}$ - эталонное значение параметра X в i-той точке контроля; $\overline{X}_i = \frac{1}{n}\sum_{j=1}^{n} X_{ij}$ - среднее арифметическое значение. X_{ij} – j-тое измеренное значение параметра X в i-той точке контроля; n – число выполненных измерений в контрольной точке. (j = от 1 до n)

Если выполнить новую серию измерений, то получим другую оценку поправки. Обычно погрешностью оценки среднего пренебрегают ввиду ее малости и за погрешность поправки принимают нормированную или оцененную погрешность использованного эталона.

5.3 Поправочная функция

Если показаниям аппаратуры изменяются под воздействием какой-либо величины, то строится функция влияния этой величины на поправку в рабочих условиях (поправочная функция – ПФ).

Построение такой функции рассмотрим на примере влияния температуры на показания аппаратуры электрического каротажа с любыми зондами (температурная поправка). Для этого используют имитаторы удельного электрического сопротивления (или удельной проводимости) и специальную суховоздушную диэлектрическую камеру термостата.

Независимо от вида нормированной характеристики дополнительной погрешности, обусловленной реакцией аппаратуры на воздействие температуры, строят реальную функцию температурной поправки в виде функции влияния температуры на изменение показаний аппаратуры. Построение выполняют в следующей последовательности.

Помещают скважинную часть аппаратуры электрического каротажа в аттестованную камеру термостата. Убеждаются в том, что начальная температура в камере находится в пределах (20±2) ^{o}C.

Фиксируют измеренное значение начальной температуры T_o и измеренное значение УЭС ρ_o аппаратуры ЭК и заносят их в протокол калибровки.

Включают нагрев термокамеры, обеспечивая скорость изменения температуры не более 2 ^{o}C в минуту. По мере изменения температуры в термокамере следят за изменениями показаний аппаратуры,

фиксируя и занося в протокол эти показания не менее, чем при пяти значениях температуры T_i, равномерно распределенных в нормированном диапазоне рабочих температур скважинной среды.

Строят функцию влияния температуры на изменения показаний аппаратуры в виде функции или таблицы, отражающей зависимость изменения показаний от изменения температуры в камере, табл. 3.

Таблица 3 Зависимость изменения показаний от изменения температуры в камере.

Изменение температуры в термокамере	$T_1 - T_0$	$T_2 - T_0$	$T_3 - T_0$	$T_4 - T_0$	$T_5 - T_0$
Температурная поправка	$\tilde{\theta}_1 = \rho_0 - \rho_1$	$\tilde{\theta}_2 = \rho_0 - \rho_2$	$\tilde{\theta}_3 = \rho_0 - \rho_3$	$\tilde{\theta}_4 = \rho_0 - \rho_4$	$\tilde{\theta}_5 = \rho_0 - \rho_5$

Если предусмотрено подтверждение соответствия аппаратуры по нормированной температурной погрешности, то полученные из таблицы 4 оценки абсолютной величины поправки к показаниям сравниваются с нормированными значениями температурной погрешности при каждом значении температуры.

Допускаемые изменения показаний аппаратуры при каждом i-м фиксированном значении температуры в термокамере определяют по нормированной граничной функции влияния температуры среды в скважине на относительную погрешность измерительного канала УЭС аппаратуры ЭК по формуле

$$\Delta_{pi}[T] = \pm 0{,}01 \cdot \rho_0 \cdot \delta_{op} \cdot (T_i - T_0)\,, \qquad (35)$$

где δ_{op} –допускаемая основная относительная погрешность канала в процентах.

Если нормирована номинальная функция влияния температуры на показания аппаратуры ЭК, то реальная функция влияния не должна выходить за допускаемые отклонения от нее.

6 Поверка скважинной аппаратуры

6.1 Поверка - подтверждение соответствия

Поверка средства измерений – это *совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения его соответствия метрологическим требованиям* (формулировка из Закона 102-ФЗ).

Метрологические требования обычно изложены в стандартах и в паспорте на средства измерений и включают нормированные значения метрологических характеристик. Однако при поверке чаще всего подтверждается их соответствие требованиям по допускаемой погрешности.

Поверка средств измерений по погрешности может быть выполнена двумя способами:

1) ***с использованием результатов калибровки*** (с определением поправки, оценки среднего квадратического отклонения, вариации, максимального изменения показаний во времени и характеристик влияния в зависимости от номенклатуры нормированных характеристик основной и дополнительной погрешности);

2) ***без использования результатов калибровки*** (по нахождениям показаний или выходного сигнала в пределах допускаемых значений), то есть формально "по допуску" (этот способ в геофизике используется редко).

Поверка может быть ***обязательной***, если поверяемое средство измерений находится в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (Статья 1 Закона № 102), или ***добровольной*** (Статья 13). Обязательная поверка ранее называлась "государственной поверкой" средств измерений. Обязательная или добровольная поверка средств измерений выполняется поверителем ("юристом"), аккредитованным на техническую компетентность уполномоченным компетентным органом.

На *геофизические* средства измерений сфера действия государственного регулирования обеспечения единства измерений не распространяется, поэтому они могут подвергаться поверке метрологической службой геофизического предприятия с использованием результатов калибровки *в добровольном порядке*. Причем на большинстве предприятий поддерживаются жесткие требования по подтверждению соответствия геофизической аппаратуры установленным

метрологическим требованиям. Перечень геофизических средств измерений, подвергаемых периодической поверке, составляется и утверждается руководителем геофизического предприятия.

Если метрологическая служба предприятия оказывает услуги по калибровке геофизической аппаратуры сторонним предприятиям, то она помимо аккредитации на техническую компетентность должна быть зарегистрирована в Российской системе калибровки на право проведения калибровочных работ.

В эксплуатационной документации (например, в "Техническом описании и руководстве по эксплуатации") на аппаратуру конкретного типа в разделе "Поверка" должны быть указаны:

1) типы и основные характеристики используемых эталонов;

2) перечень метрологических характеристик, подлежащих определению или контролю;

3) диапазон значений измеряемого параметра и число точек контроля, воспроизводимых при поверке;

4) число показаний прибора в каждой точке контроля;

5) методика определения метрологических характеристик.

Поверка геофизической техники по основной погрешности выполняется путем измерений параметра, воспроизводимого эталоном, и сравнением полученной максимальной поправки с нормированной основной абсолютной погрешностью. Если нормированы систематическая и случайная погрешность, то выполняются многократные измерения и полученная поправка находится по среднему арифметическому измеренного значения, вычитаемому из эталонного значения.

При проведении поверки должны быть применены эталоны, имеющие "Свидетельство о поверке" или "Сертификат калибровки".

В общем случае поверка геофизической аппаратуры по основной погрешности включает следующие **основные операции**:

1) внешний осмотр и опробование;

2) выполнение измерений;

3) обработку измеренных значений и нахождение поправок в точках контроля;

4) определение годности (негодности) аппаратуры к применению путем сравнения полученных поправок с допускаемой основной погрешностью в точках контроля; если нормированы характеристики дополнительной погрешности, то находят соответствующие ее оценки.

5) оформление результатов поверки (протокола и "Свидетельства о поверке" или "Извещения о непригодности").

При проведении поверки не должно быть вибраций, тряски, ударов, электрических и магнитных полей, являющихся источниками погрешности, а также должны быть соблюдены нормальные условия измерений: температура окружающей среды (20 ± 5) ^{o}C; относительная влажность (65 ± 15)%; атмосферное давление (100 ± 6) кПа; напряжение и частота тока питания (220 ± 5) В, (50,0 ± 0,5) Гц.

Индивидуально градуируемая аппаратура поступает на поверку вместе с действующей КФ. При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие ее комплектности требованиям руководства по эксплуатации, отсутствие механических повреждений аппаратуры, влияющих на ее работоспособность и метрологические характеристики. Аппаратура, забракованная при внешнем осмотре, дальнейшей поверке не подлежит.

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

В зависимости от комплекса НМХ аппаратуры применяют различные методики измерений параметров, воспроизводимых при ее поверке.

Если в комплексе НМХ отсутствуют характеристики случайной составляющей погрешности и вариации, а в эксплуатационной документации не указано число измерений в контрольных точках, то метролог убеждается в отсутствии необходимости строить новую МИ на основе многократных измерений. В этом случае выполняют пятикратные измерения параметра вблизи середины диапазона или вблизи другого значения, где возможно появление наибольших значений случайной составляющей погрешности.

Если размах разброса показаний при этом не превышает 20 % от допускаемой основной погрешности, то в дальнейшем МИ строят на основе однократных измерений, в противном случае измерения в каждой контрольной точке выполняют не менее пяти раз.

Если в комплексе НМХ отсутствуют характеристики вариации, то в ее несущественности убеждаются только для аппаратуры, содержащей преобразователи, у которых по принципу действия могут возникать явления гистерезиса (люфты). При этом калибровочное устройство должно позволять плавное воспроизведение величины как со стороны меньших, так и со стороны больших значений. Если оценка

вариации не превышает 20 % от нормированной основной погрешности, то МИ строят без учета вариации.

Если в комплексе НМХ имеется случайная погрешность, то рекомендуется проводить не менее 10 измерений в каждой контрольной точке. Если нормирована еще и вариация, то многократные измерения выполняют поочередно сначала со стороны меньших, а затем со стороны больших значений.

При контроле характеристик изменения показаний средства измерений за установленный интервал времени выполняют измерения параметра, воспроизводимого в диапазоне от 0,5 до 0,9 от верхнего значения диапазона измерений в начальный момент времени и через каждые 20% от времени, указанного в документации.

Установление годности аппаратуры к применению по результатам поверки осуществляется на основании сравнения вычисленных оценок МХ с учетом погрешности эталонов с ее нормированными значениями этих характеристик.

Например, геофизическую аппаратуру можно считать годной к эксплуатации с вероятностью 1, если в каждой точке контроля оценка ее абсолютная погрешность (модуль поправки в нормальных условиях плюс допускаемая погрешность эталона) меньше или равен ее нормированной абсолютной погрешности

$$|\theta_н| + \Delta_{орэ} \le \Delta_{ор}. \qquad (36)$$

При равенстве поправки нормированной допускаемой погрешности вероятность годности аппаратуры составит всего лишь 50% (раздел 6.2).

Геофизическая аппаратура считается пригодной к эксплуатации, если реальная функция влияния изменения температуры на поправку не выходит за граничные функции влияния.

При положительных результатах поверки производят запись в паспорте о годности аппаратуры. График температурной поправки и другие построенные функции влияния прикладываются к "Свидетельству о поверке" аппаратуры. При отрицательных результатах поверки аппаратура к эксплуатации не допускается.

Сведения о результатах поверки геофизической аппаратуры хранятся в базе данных метрологической службы (в метрологическом сервере) и передаются в технический отдел и интерпретационную

службу геофизического предприятия по компьютерной сети или другим способом.

6.2 Качество и достоверность поверки

Деятельность метрологической службы любого геофизического предприятия характеризуется показателями качества ее работы. Эти показатели отражают правильность и достоверность отбраковки негодных по погрешности геофизических средств измерений в результате их поверки.

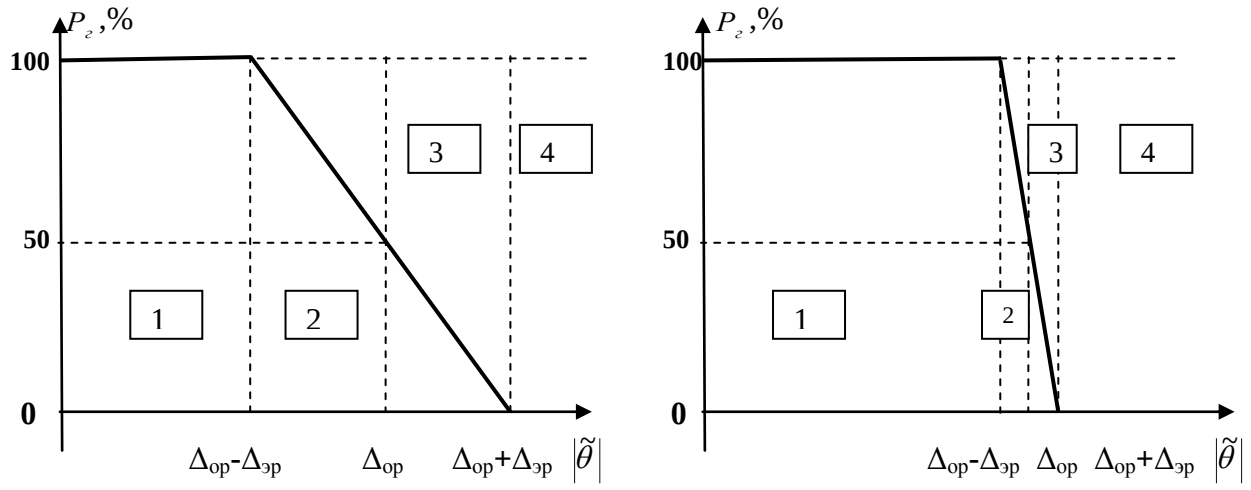
Методики проведения поверки аппаратуры всегда предполагают использование эталонов и других вспомогательных технических средств, вносящих в результаты поверки погрешность, называемую *погрешностью поверки*. Если бы погрешность поверки была равна нулю, то, сравнивая оцененное значение погрешности с нормированным значением, всегда можно было бы сделать правильное заключение о годности или негодности. Качество поверки будет тем выше, чем ниже погрешность поверки и, следовательно, меньше ошибок в оценке годности поверяемой аппаратуры. Поэтому при определенном соотношении нормированных пределов аппаратуры и эталона имеется вероятность $P \neq 0$ признать годной в действительности негодную аппаратуру и забраковать заведомо годную.

Для метрологической службы забраковать заведомо годную аппаратуру менее опасно, чем признать годной в действительности негодную аппаратуру. Поэтому при проведении поверки геофизической аппаратуры используют два показателя, отражающих её качество поверки и достоверность.

Показатель качества поверки ($П_{кп}$) – это ***отношение допускаемой погрешности средства измерений к допускаемой погрешности применяемого эталона***. Данный показатель отражает потенциальные возможности достоверной отбраковки негодных измерительных каналов геофизической аппаратуры. Так, например, при $П_{кп}$=10 потенциальные возможности достоверной отбраковки негодной аппаратуры выше, чем при $П_{кп}$=3.

Вероятность (или степень) годности ($P_г$) – это наибольшая вероятность годности поверяемого СИ для наибольшей оценки поправки в каждой точке контроля. Вычисленное значение такой вероятности принимается за показатель достоверности поверки в каждой конкретной точке контроля.

Для практических целей можно выбрать законы распределения плотности вероятности появления поправки к показаниям аппаратуры и эталона в интервале $\Delta_{ор} \pm \Delta_{эр}$ равномерными. Тогда композиция этих двух равномерных законов распределения поправок будет описываться треугольным законом распределения плотности вероятности совместного появления поправок поверяемого СИ и эталона в любой точке интервала $\Delta_{ор} \pm \Delta_{эр}$. Следовательно, кривую вероятности $P_г$ признания аппаратуры годной по результатам поверки с разными показателями ее качества можно представить следующими графиками функции годности, показанными на рис. 2.



а) Показатель качества $П_{кп}$ = 2,5 б) Показатель качества $П_{кп}$ = 10

Рис. 2. Графики функции "годности" средства измерений:
а) – при качестве поверки 2,5; б) - при качестве поверки 10.

При появлении оценки поправки $\tilde{\theta}$ поверяемой аппаратуры в каждой из четырех зон на этом рисунке делается заключение о ее годности в соответствии с табл. 4.

Таблица 4 Заключение о годности средства измерений при разных значениях оценки поправки к его показаниям.

Зона на рис. 2	Область нахождения оценки поправки СИ	Заключение о годности поверяемого СИ
1	$\lvert\tilde{\theta}\rvert \le \Delta_{ор} - \Delta_{эр}$	Заведомо годно
2	$\Delta_{ор} - \Delta_{эр} < \lvert\tilde{\theta}\rvert < \Delta_{ор}$	Возможно годно
3	$\Delta_{ор} < \lvert\tilde{\theta}\rvert < \Delta_{ор} + \Delta_{эр}$	Возможно негодно
4	$\lvert\tilde{\theta}\rvert \ge \Delta_{ор} + \Delta_{эр}$	Заведомо негодно

При оценке степени годности средства измерений нас интересует только зона 2 на рис. 2 с областью нахождения оценки поправки в интервале $\Delta_{ор} - \Delta_{эр} < |\tilde{\theta}| < \Delta_{ор}$, для которого вероятность годности в % вычисляется по формуле

$$P_г = (1 - \frac{|\tilde{\theta}| - \Delta_{ор} + \Delta_{эр}}{2 \cdot \Delta_{эр}}) \cdot 100\% . \qquad (37)$$

Вероятность годности средства измерений по результатам поверки может быть легко вычислена и использована для принятия решения при оценке поправки, приближающейся к ее пределу.

Вероятность годности в зоне 2 может меняться от 100% до 50%, а в зоне 3 – от 50% до 0. Показатель $P_г$ в зоне 3 нами не рассматривается, так как при $|\tilde{\theta}| > \Delta_{ор}$ поверитель сразу выполнит отбраковку средства измерений как "возможно негодного".

При равенстве оценки поправки положительному пределу ($|\tilde{\theta}| = \Delta_{ор}$) всегда вероятность годности $P_г = 50\%$ при любом значении показателя качества поверки $П_{кп}$ ("фифти-фифти").

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

Обычно показатель качества поверки геофизической аппаратуры известен до проведения поверки, так как он легко вычисляется по данным из "Сертификата калибровки" эталона, применяемого для её поверки.

Вероятность годности поверяемой аппаратуры стремятся приблизить к 1. Поэтому с допускаемой погрешностью сравнивают не оценку поправки, а сумму поправки и допускаемой погрешности эталона в каждой точке контроля.

7 Регулирование метрологической деятельности в геофизике

Регулирование метрологической деятельности осуществляется на этапах проектирования, выпуска и применения скважинной аппаратуры с целью обеспечения единства и требуемой точности геофизических измерений на основе стандартизации выполняемых процедур.

Регулирование на этапе проектирования осуществляется путем научной экспертизы обоснованности измеряемой величины, принципа и метода измерений, конструкции скважинной аппаратуры и выбранного комплекса нормируемых метрологических характеристик в соответствии с требованиями ГОСТ 8.009-84 ГСИ. Нормирование метрологических характеристик средств измерений.

Регулирование на этапе выпуска геофизической аппаратуры осуществляется путем ее *калибровки* с использованием аттестованных эталонов единиц геофизических величин. При поставке индивидуально градуируемой аппаратуры потребителю передается полное семейство КФ в соответствии с измерительными функциями аппаратуры.

На этапе применения (эксплуатации) скважинной аппаратуры осуществляется периодический контроль параметров основной номинальной или индивидуальной КФ ее измерительных каналов.

Обычно скважинная аппаратура представляет собой многоканальную измерительную систему, состоящую из скважинной и наземной частей, соединённых кабельным, электромагнитным или гидравлическим каналом связи. В автономной СГА канал связи отсутствует и она относится к измерительным преобразователям со своим комплексом нормируемых метрологических характеристик (НМХ).

Возможны три варианта нормирования метрологических характеристик СГА:

1) единый комплекс НМХ для скважинной части совместно с наземной частью по каждому измерительному каналу, если эти отдельные части выпускаются единым комплектом по единым техническим условиям;

2) отдельный комплекс НМХ для скважинной части и отдельный комплекс НМХ для наземной части, если каждая из этих частей взаимозаменяема и выпускается по отдельным техническим условиям;

3) единый комплекс НМХ для каждого измерительного канала СГА в целом, если скважинная и наземная части выпускаются по отдельным техническим условиям и выходной сигнал скважинной части распознаётся только унифицированной наземной частью, имеющей собственный комплекс НМХ.

Наземная часть СГА представляет собой многоканальный цифровой регистрирующий измерительный преобразователь или прибор, свойства которого отражены собственным комплексом НМХ.

Если от скважинного прибора в каротажный регистратор поступает цифровой код, то такой регистратор не является измерительным и для него отсутствует необходимость нормировать какие-либо метрологические характеристики вследствие отсутствия измерительного преобразования одних величин в другие. Если сигнал на выходе скважинной части аппаратуры представляет собой цифровой код, то метрологические характеристики всего измерительного канала отражают свойства только скважинной части аппаратуры, так как погрешности, вносимые наземной частью, равны нулю.

Обычно вклад погрешности, обусловленной каналом связи и наземной частью, много меньше погрешности, обусловленной скважинной частью. Если скважинная часть (скважинный прибор с каналом связи), имеющая НМХ, подвергается контролю вместе с калиброванной (поверенной) наземной частью (регистратором), то часто погрешности наземной части считаются пренебрежимо малыми. В таком случае округления оценок погрешности всего измерительного канала производятся в большую сторону и приписываются скважинной части.

Измерительные каналы аппаратуры акустического и электрического каротажа, каверномеры и инклинометры обычно имеют номинальную функцию преобразования подвергается периодической поверке. Для такой аппаратуры сначала выполняется калибровка с оценкой поправки, а затем поверка с оценкой погрешности и подтверждением соответствия нормам по допускаемой погрешности.

Для аппаратуры интегрального гамма-каротажа, нейтронного каротажа, плотностного гамма-гамма-каротажа, для скважинных термометров, манометров, расходомеров почти всегда строятся индивидуальные КФ.

Отметим, что процедуры "калибровка" и "поверка" связаны с применением эталонов (стандартных образцов, калибровочных установок, имитаторов величин) и при их выполнении обязательно произ-

водится оценка погрешностей аппаратуры. Причем при калибровке оценка погрешности принимает минимальные значения, приближающиеся к погрешности эталонов, они указываются в "Сертификате о калибровке".

При поверке оцененная случайная погрешность сравниваются с ее нормированным допускаемым значением, а оцененная систематическая погрешность сравниваются с ее допускаемым значением. Если нормирована общая погрешность (без выделения ее составляющих), то с ней сравнивается общая оцененная погрешность аппаратуры.

В "Свидетельстве о поверке" полученные оцененные погрешности могут не указываться, но в протоколе они должны быть указаны обязательно.

Для индивидуально-градуируемой геофизической аппаратуры периодически выполняется построение основной и дополнительной КФ. Основная КФ строится с использованием первичных эталонов, а дополнительная - с использованием специальных эталонов. Если рабочие условия измерений соответствуют условиям построения основной или дополнительной КФ, то введение поправок не требуется.

Таким образом, по сравнению с метрологическим обеспечением общетехнических средств измерений для скважинной геофизической аппаратуры можно выделить следующие отличительные особенности ее метрологического обеспечения:

1) периодическое построение новой КФ для индивидуально градуируемой аппаратуры;

2) КФ может быть функцией двух и более переменных;

3) использование разных эталонов при градуировке и поверке аппаратуры; например, СО используются при ее калибровке, а имитаторы - при поверке ядерно-геофизичской аппаратуры или аппаратуры электрометрии;

4) метрологический контроль всей измерительной системы при нормировании МХ ее отдельных составных частей.

Вопросы для самопроверки

1. Что включает метрологическая деятельность предприятия?
2. Чем определяется компетентность метрологической службы?
3. Какова задача Центра обеспечения единства геофизических измерений?
4. Как классифицированы эталоны единиц физических величин?
5. Какие устройства используют в качестве эталонов единиц электрических параметров пласта?
6. Какие единицы акустических параметров пласта воспроизводят трубные акустические волноводы?
7. Как воспроизводится плотность пористого пласта, пересеченного скважиной?
8. Как устроен имитатор плотности пласта?
9. Как учитывать взаимозависимость каналов толщины стенки трубы и плотность вещества в затрубном пространстве в аппаратуре СГДТ?
10. Чем воспроизводится плотность вещества в затрубном пространстве?
11. Как влияет плотность цемента на показания канала толщиномера СГДТ?
12. Как влияет плотность пласта на показания канала плотномера СГДТ?
13. Что используется для воспроизведения толщины стенки трубы?
14. Какие единицы приняты для аппаратуры интегрального гамма-каротажа?
15. Какие устройства используют в качестве эталонов для каверномеров и инклинометров?
16. В чем особенности эталонов единиц для скважинных термометров, манометров, расходомеров, влагомеров, плотномеров, резистивиметров?
17. Каковы методы передачи единиц величин геофизическим приборам?
18. В чем различие стандартных и нестандартных калибровочных функций?
19. В чем особенность построения линейной калибровочной функции методом наименьших квадратов?
20. В чем особенность построения параболической калибровочной функции алгебраическим способом?
21. В чем особенность построения логарифмической калибровочной функции?
22. Какова методика построения линейной калибровочной функции двух переменных?
23. Как вычислить аддитивную поправку в нормальных условиях?
24. Как вычислить мультипликативную поправку?
25. Как построить функцию влияния величины на поправку?
26. Какое соответствие подтверждается при поверке аппаратуры?
27. Каковы показатели качества и достоверности поверки?
28. Как осуществляется регулирование метрологической деятельности в геофизике?

Часть II

Калибровка и поверка скважинной аппаратуры со стандартной шкалой

8. Аппаратура электрического каротажа

8.1 Общие сведения

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

Кажущимся значением удельного электрического сопротивления называется значение, которое определяется по параметрам электромагнитного поля, созданного в неоднородной среде, при фиксированном расположении источника и приемников поля относительно структурных зон исследуемой среды в предположении, что поле распространяется и его параметры измеряются в однородной среде (принято при построении номинальной КФ). Единица УЭС- омметр (Ом·м) – Ом умноженный на метр.

При калибровке и поверке аппаратуры электрического каротажа воспроизводится удельное электрическое сопротивление бесконечной однородной среды (без скважины). Поэтому любое показание при измерениях в скважинах является "кажущимся значением удельного электрического сопротивления".

Аппаратура электрического каротажа имеет номинальную (стандартную) функцию преобразования, поэтому её периодическая калибровка сводится только к определению поправок к ее показаниям в нормальных и рабочих условиях.

Калибровку аппаратуры электрического каротажа рассмотрим на примере наиболее распространенного комплексного прибора электрического каротажа К1А-723-М и комплексного прибора микрокаротажа К3-723, выпускаемых уфимским предприятием "Геопром".

Метрологические характеристики измерительных каналов аппаратуры регламентированы для измерительной системы в виде скважинной и наземной частей, соединенных геофизическим кабелем. Диапазон измерений удельного электрического сопротивления регламентирован от 0,5 до 10000 Ом·м – для зондов БК, от 0,2 до 5000 Ом·м – для градиент-зондов. Допускаемая основная относительная погрешность измерений удельного электрического сопротивления:

$$\pm\left[5+0{,}1\cdot\left(\frac{\rho_в}{\rho}-1\right)\right]\%$$ - для градиент-зондов;

±10% - для зондов БК,

где $\rho_в$ – верхнее значение диапазона измерений УЭС.

Калибровку аппаратуры выполняют путем измерения УЭС, воспроизводимого эталонами (стандартными образцами).

Поверку аппаратуры ЭК выполняют с использованием имитаторов УЭС. Допускаемая основная погрешность прибора, применяемого для измерений выходного сигнала аппаратуры, не должен превышать 0,2 допускаемой основной погрешности калибруемой аппаратуры. Однако при калибровке аппаратуры ЭК считывание измеренных значений УЭС целесообразно выполнять непосредственно с выхода каротажного регистратора на экране монитора сразу в омметрах.

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

Процедура калибровки аппаратуры ЭК включают следующие основные операции:

1) внешний осмотр, опробование и подготовку аппаратуры к измерениям;

2) выполнение измерений УЭС, воспроизводимых эталонами;

3) определение поправки в каждой точке контроля;

4) оформление "Сертификата калибровки".

При поверке определяют годность (негодность) аппаратуры к применению путем сравнения полученной оценки погрешности с нормированной допускаемой погрешностью и оформляют "Свидетельство о поверке".

В процессе калибровки и поверки должны быть соблюдены следующие условия измерений: температура окружающей среды (20±5) ^{o}C; относительная влажность (65±15)%; напряжение и частота тока питания (220±5) В, (50,0 ± 0,5) Гц, а также отсутствовать вибра-

ции, тряска, удары, электрические и магнитные поля, являющиеся источником погрешности выполняемых измерений.

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

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

8.2. Градиент-зонд и потенциал-зонд

Диапазон измерений УЭС от 0,1 до 5000 Ом·м. Допускаемая основная относительная погрешность регламентирована в паспорте аппаратуры и вычисляется при поверке по формуле

$$\delta_{ор} = \pm[5 + 0{,}1 \cdot \left(\frac{\rho_в}{\rho_{эi}} - 1 \right)]\% . \qquad (38)$$

Аппаратура имеет стандартную КФ в виде функции

$$\rho_{изм} = K_{зн} \cdot \frac{U_{MN}}{I_{AB}} , \qquad (39)$$

где $K_{зн}$ – номинальное значение коэффициента зонда, указанное в документации на аппаратуру; U_{MN} - разность потенциалов между электродами M и N; I_{AB} - электрический ток между электродами A и B.

Калибровка с использованием эталонов УЭС

Калибровка измерительных каналов УЭС на основе градиент-зондов и потенциал-зондов выполняется с использованием эталонов в виде электролитических моделей пластов.

Эталоны УЭС представляют собой стальную емкость диаметром 8 м и глубиной 8 м (около 400 м^3 воды), заполненную раствором хлористого натрия. Такой эталон воспроизводит УЭС однородного пласта в диапазоне от 0,5 до 50 Ом·м.

Электролитические эталоны позволяют контролировать весь измерительный канал, включая зонд, а также калибровку имитаторов УЭС. Но они имеют следующие ограничения:

1) имеют ограниченные размеры, что не позволяет калибровать градиент-зонды длиной более 2 м;

2) эталон на основе питьевой воды воспроизводит УЭС до 50 м·м.

Методика измерений при калибровке аппаратуры БКЗ основана на прямых измерениях УЭС, воспроизводимых в каждой из двух - трех точек контроля. Каждый из зондов (за исключением зондов длиной более 4 м) помещают в цилиндрический металлический бассейн диаметром 8 м и глубиной 8 м, заполненного водным раствором хлористого натрия. При этом зонд аппаратуры располагают в центре бассейна по его оси, а удаленный электрод "В" соединяют со стальным корпусом бассейна. Выполняют измерения в каждой i-той точке контроля и поправку θ_i определяют по формуле:

$$\theta_i = \rho_{эi} - \rho_{измi}, \qquad (40)$$

где $\rho_{эi}$ - эталонное значение УЭС в i-той точке контроля, воспроизводимое эталоном УЭС; $\rho_{измi}$ – показания аппаратуры (измеренное значение УЭС) в i-той точке контроля;.

Иногда для выявления утечек в электродах зондов на территории геофизической компании используются контрольные скважины. Использовать их для калибровки градиент-зондов нельзя.

Поверка с использование имитатора УЭС

Поверочная схема для скважинной аппаратуры БКЗ и БК приведена в приложении 1.

Она содержит 4 поля и три ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем. Кондуктометр лабораторный КЛ-4 необходим для определения методом прямых измерений УЭС комплекта эталонов, расположенных на поле исходных эталонов.

Комплект общетехнических СИ (генераторы, осциллографы, частотомеры, измерители емкости и индуктивности, мосты переменного тока) служат для калибровки и поверки имитаторов УЭС. Исходные эталоны могут использоваться для поверки и калибровки аппаратуры БКЗ повышенной точности. Рабочая аппаратура БКЗ поверяется с использованием имитаторов УЭС или в контрольной сква-

жине, аттестованной эталонными зондами-компараторами, которым единица УЭС передана от исходных эталонов.

Имитаторы имитируют УЭС бесконечной однородной среды.

Их создают в виде электрической цепи из стандартных магазинов сопротивлений, подключаемых к электродам A, M, N и B градиент-зондов (или потенциал-зондов) по схеме, изображенной на рисунке 3.

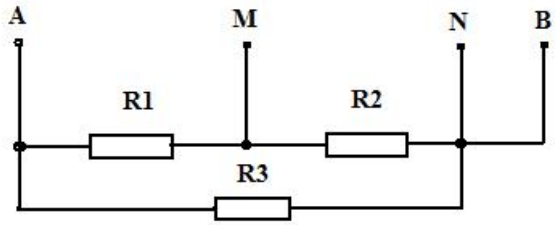


Рисунок 3. Электрическая схема имитатора УЭС для зондов БКЗ.

Функция преобразования данного имитатора имеет следующий вид:

$$\rho_{иэ} = K_{зн} \cdot \frac{R_2 \cdot R_3}{R_1 + R_2 + R_3}, \qquad (41)$$

где R_1, R_2 и R_3 – значения электрического сопротивления, воспроизводимые магазинами сопротивлений.

Формула (41) может быть легко получена по КФ (39) путем расчета электрических цепей на рисунке 3, с использованием законов Ома и Кирхгофа, а также правил расчета электрических сопротивлений при последовательном и параллельном соединении резисторов.

В табличном виде эта функция преобразования имитатора УЭС представлена в табл. 5.

Имитационное моделирование измерительного процесса электрометрии скважин ввиду его доступности и простоты широко применяется при поверке аппаратуры ЭК в производственных условиях, а также при выпуске аппаратуры из производства. Поскольку электрический ток протекает только через резисторы, а не через пласты горных пород, то контролю подвергаются только электрические цепи аппаратуры, начиная от входных трансформаторов. Параметры зонда принимаются расчетными, соответствующими номинальному значению коэффициента идеального зонда $K_{зн}$.

Таблица 5 - Расчетные параметры функция преобразования имитатора УЭС для градиент-зондов

Шифр зонда, коэффициент $K_{зн}$	$\rho_{иэ}$, Ом·м	*R1*, Ом	*R2*, Ом	*R3*, Ом
A8M1N 904,78	1	150000	11,05	15
	10	15000	11,07	15
	100	1500	11,25	15
	1000	150	13,12	15
	5000	30	26,25	15
A4M0,5N 251,33	1	30000	3,98	30
	10	15000	19,96	30
	100	1500	20,57	30
	1000	150	27,52	30
	5000	30	118,12	30
A2M0,5N 125,66	1	30000	4,78	50
	10	15000	23,99	50
	100	1500	25,07	50
	1000	150	37,86	50
	5000	30	311,73	50
A1M0,1N 138,23	1	30000	4,35	50
	10	15000	21,81	50
	100	1500	22,76	50
	1000	150	33,83	50
	5000	30	209,26	50
A0,4M0,1N 25,133	1	30000	23,93	50
	10	15000	120,72	50
	100	1500	134,01	50
	1000	150	779,31	50

Поэтому оценка погрешности при использовании имитаторов УЭС производится в два этапа.

Первый этап включает экспериментальную оценку погрешности аппаратуры БКЗ, обусловленную "*неидеальностью*" зонда – отличием действительного значения коэффициента от его номинального значения из-за отклонения реальных расстояний между электродами от номинальных расстояний, принятых при проектировании и конструировании аппаратуры.

Второй этап заключается в экспериментальной оценке погрешности телеизмерительной системы (блока электроники) аппаратуры по каждому измерительному каналу.

Методика измерений с использованием имитаторов основана на прямых измерениях УЭС, воспроизводимых имитатором в каждой точке контроля. Каждый из зондов аппаратуры БКЗ подключают к имитатору.

С помощью рулетки выполняют измерения расстояний *AM* и *AN* между центрами электродов зонда и определяют действительное значение коэффициента зонда $K_{зд}$ по формуле

$$K_{зд} = 4 \cdot \pi \cdot \frac{AM \cdot AN}{AN - AM}, \qquad (42)$$

где π = 3,1416.

Оценку мультипликативной поправки $\theta_{мз}$ от коэффициента зонда определяют по формуле

$$\theta_{мз} = \frac{K_{зд}}{K_{зн}}, \qquad (43)$$

где $K_{зн}$ –номинальное значению коэффициента зонда, указанное в паспорте аппаратуры.

Выполняют измерения УЭС, воспроизводимого имитатором.

Поправку θ_i в каждой *i*-той точке контроля определяют по формуле:

$$\theta_i = \rho_{ui} - \rho_{измi}, \qquad (44)$$

где ρ_{ui} - имитируемое значение УЭС в *i*-той точке контроля;

$\rho_{измi}$ – показания аппаратуры в *i*-той точке контроля;.

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

$$\tilde{\delta}_{оз} = 100 \cdot \frac{K_{зд} - K_{зн}}{K_{зн}} \%, \qquad (45)$$

где $K_{зд}$ - $K_{зн}$ – поправка к номинальному значению коэффициента зонда $K_{зн}$.

Аппаратура признается пригодной к применению с вероятностью 1, если для каждого измерительного канала в каждой точке контроля выполняется неравенство

$$\left|\tilde{\theta}_i\right| + \left|\Delta_{орэi}\right| < 0{,}01 \cdot \rho_{эi} \cdot [5 + 0{,}1 \cdot \left(\frac{\rho_в}{\rho_{эi}} - 1\right) - \delta_{оз}], \qquad (46)$$

где $\Delta_{орэi}$ - допускаемая основная погрешность имитатора УЭС в i-той точке контроля; $\rho_в$ – верхнее значение диапазона измерений УЭС; $\tilde{\delta}_{оз}$ - оценка относительной погрешности коэффициента зонда.

Вид окна обрабатывающей программы показан на рис. 4.

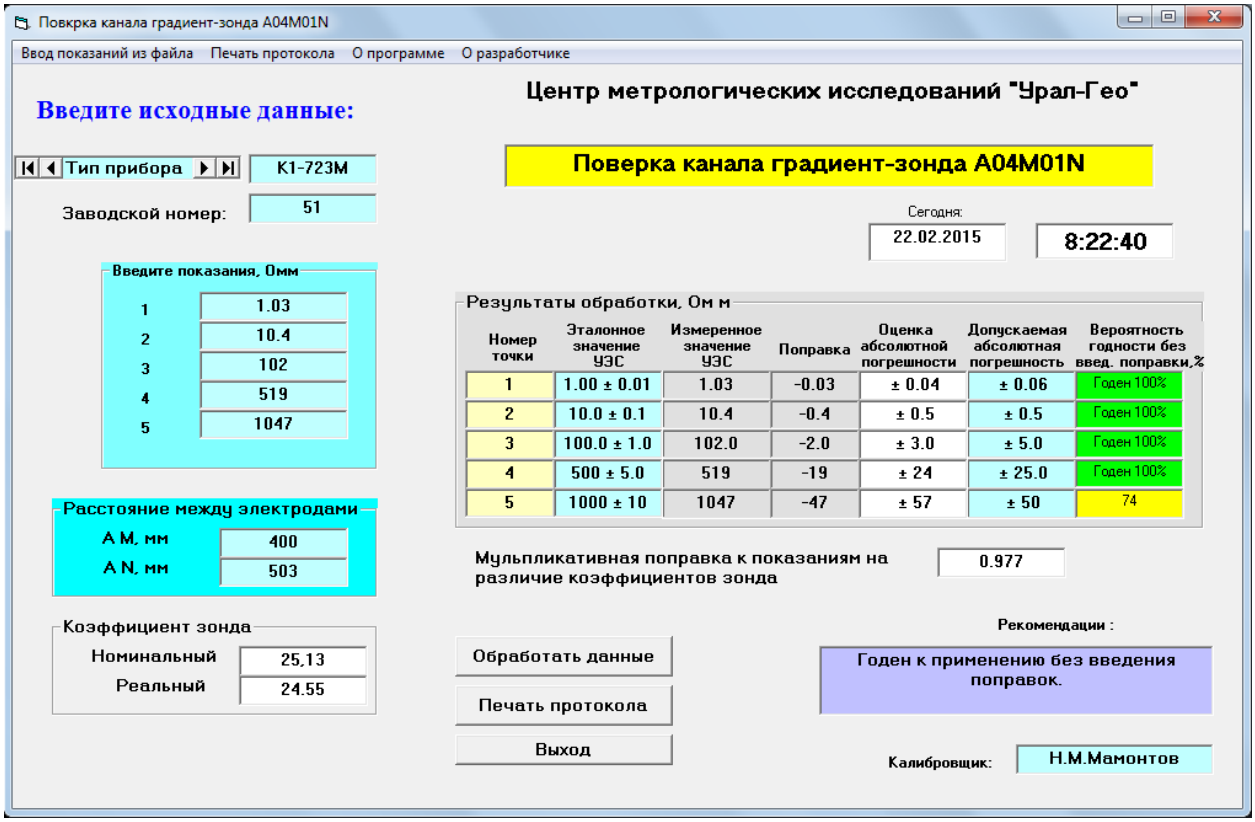


Рис. 4. Вид окна обрабатывающей программы

Из рис. 4 видно, что обрабатывающая программа для режимов калибровки и поверки одна и та же. В режиме калибровки информация о вероятности годности аппаратуры выводится как справочная.

8.3. Трёхэлектродный зонд с фокусировкой тока

В качестве измеряемого параметра принято УЭС бесконечной однородной среды. Диапазон измерений УЭС от 0,2 до 10000 Ом·м.

Допускаемая основная относительная погрешность $\delta_{op} = \pm 10\%$.

Коэффициент зонда $K_з$ аппаратуры БК вычисляется по формуле:

$$K_з = \frac{2 \cdot \pi (L_0 + 0{,}33 \cdot (h_1 + h_2)}{\ln \dfrac{2 \cdot (L_{1э} + L_{2э} + L_0 + h_1 + h_2)}{d_0}}, \qquad (47)$$

где π = 3,14159; $L_{1э}$ и $L_{2э}$ - длины экранных электродов; L_o - длина центрального электрода; h_1 и h_2 - толщины зазоров (изоляторов) между центральным электродом и соответствующими экранными электродами; d_o - диаметр центрального электрода.

Калибровка с использованием СО УЭС

Калибровку измерительных каналов УЭС на основе зондов бокового каротажа с фокусировкой тока выполняют с использованием эталонов в виде электролитических моделей пластов, а поверку - с использованием имитаторов УЭС. Стандартные образцы УЭС те же, что и для БКЗ.

Методика калибровки аппаратуры БК с использованием СО или имитаторов УЭС основана на прямых измерениях УЭС, воспроизводимых СО в каждой из двух - трех точек контроля.

Зонд аппаратуры трехэлектродного БК помещают в цилиндрическй металлического бассейн диаметром не менее 8 м и глубиной не менее 6 м с солёной водой. При этом зонд располагают в центре бассейна, а удаленный электрод N соединяют с корпусом бассейна. Выполняют измерения УЭС, воспроизводимого стандартным образцом.

Поправку θ_i в каждой i-той точке контроля определяют по формуле:

$$\theta_{oi} = \rho_{эi} - \rho_{измi}, \qquad (48)$$

где $\rho_{эi}$ - эталонное значение УЭС в i-той точке контроля, воспроизводимое стандартным образцом УЭС; $\rho_{измi}$ –измеренное значение УЭС в i-той точке контроля.

Поверка с использованием имитаторов

Поверочная схема для аппаратуры БК приведена в приложении 1.

Поверку измерительных каналов на основе зондов БК выполняют с использованием имитаторов УЭС.

Электрическая схема имитатора в виде резисторов (магазинов сопротивлений), подключаемых к центральному электроду зонда БК A_0, одному из экранных электродов зонда $A_э$, удаленному электроду N (на "косе") и оплетке геофизического кабеля – электроду B, изображена на рис. 5.

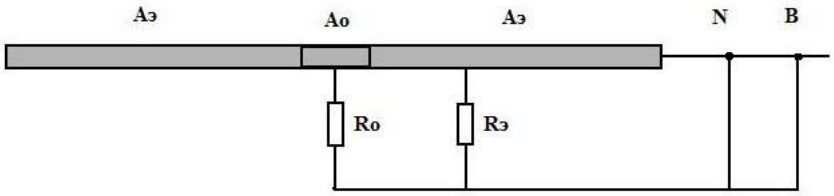


Рис. 5. Электрическая схема соединения имитатора УЭС с зондом трехэлектродного БК.

Функция преобразования данного имитатора имеет следующий вид:

$$\rho_{иэ} = K_{зн} \cdot R_0 \,, \qquad (49)$$

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

В табличном виде функция преобразования имитатора УЭС для БК представлена параметрами, расчетные значений которых представлены в табл. 6.

Таблица 6 - Параметры функции преобразования имитатора УЭС для зонда БК

$\rho_{иэ}$, Омм	R_0, Ом	$R_э$, Ом
1	4,22	4,2
10	42,2	5
100	422	10
1000	4220	40
10000	42200	40

Выполняют однократные измерения УЭС, воспроизводимого имитатором в соответствии со значениями, указанными в табл. 6.

За оценку основной абсолютной погрешности аппаратуры БК принимают сумму поправки и погрешности эталона:

$$\Delta_{oi} = \pm(\theta_i + \Delta_{орэi}) \,,$$

где $\Delta_{орэi}$ - допускаемая основная погрешность имитатора УЭС в i-той точке контроля;

Аппаратура БК признается пригодной к применению с вероятностью 1, если в каждой точке контроля выполняется неравенство:

$$\left|\tilde{\Delta}_{oi}\right| \le 0{,}1 \cdot \rho_{эi} .$$

8.4. Индукционный зонд

В качестве измеряемого параметра принята ***удельная электрическая проводимость*** (УЭП) бесконечной однородной среды. Диапазон измерений УЭП от 10 до 2500 мСм/м. Единица УЭП – сименс, деленный на метр. Допускаемая основная относительная погрешность указана в паспорте аппаратуры и вычисляется по формуле:

$$\delta_{op} = \pm[5 + 0{,}02 \cdot \left(\frac{\sigma_в}{\sigma_{эi}} - 1 \right)]\%, \qquad (50)$$

где $\sigma_в$ – верхнее значение диапазона измерений равное 2500 мСм/м; $\sigma_{эi}$ – эталонное значение УЭП в *i*-ой точке контроля.

Калибровка с использованием эталонов

Калибровка измерительных каналов УЭП на основе индукционных зондов выполняется с использованием эталонов в виде электролитических моделей пластов. Эталон УЭП представляет собой диэлектрическую емкость диаметром не менее 5 м и глубиной не менее 5 м, заполненную раствором хлористого натрия.

Методика измерений при калибровке аппаратуры ИК с использованием эталонных электролитических моделей пластов основана на прямых измерениях УЭП, воспроизводимых эталоном в каждой из трех точек контроля. Зонд ИК помещают в стандартный образец УЭП в виде цилиндрического диэлектрического бассейна, заполненного водным раствором хлористого натрия. При этом зонд располагают в центре бассейна по его оси.

Поправку θ_i в каждой *i*-той точке контроля определяют по формуле:

$$\theta_i = \sigma_{эi} - \sigma_{измi} , \qquad (51)$$

где $\sigma_{эi}$ - эталонное значение УЭП, воспроизводимое стандартным образцом в *i*-той точке контроля; $\sigma_{измi}$ – измеренное значение УЭП в *i*-й точке контроля;

Поверка с использованием СО и имитаторов УЭС

Поверочная схема для скважинных средств измерений УЭП приведена в приложении 2.

Она содержит 4 поля и три ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем. Кондуктометр лабораторный КЛ-4 необходим для определения методом прямых измерений УЭП комплекта СО в виде электролитических моделей бесконечной однородной среды, показанных на поле исходных эталонов.

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

Исходные эталоны могут использоваться для поверки аппаратуры ИК повышенной точности. Обычная рабочая аппаратура ИК поверяется с использованием имитаторов УЭП.

Поверка измерительных каналов УЭП на основе индукционных зондов выполняется с использованием имитаторов УЭП. В производственных условиях применяются имитаторы активной составляющей УЭП однородной среды в виде катушки индуктивности (тест-кольца), в цепь которой включены резистор и конденсатор. Электрическая схема такого имитатора представлена на рис. 6.

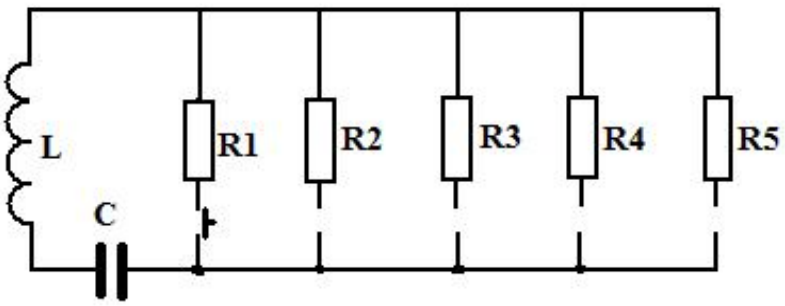


Рис. 6. Электрическая схема имитатора УЭП для аппаратуры ИК.

Функция преобразования имитатора УЭП имеет следующий вид:

$$\sigma_{ui} = K_u \cdot R_{ai}, \qquad (52)$$

где K_u – коэффициент преобразования имитатора, зависящий от геометрических и электрических параметров тест-кольца, генераторных

и измерительных катушек зонда ИК и их взаимного расположения; $R_{ai} - i$ - е активное сопротивление в цепи индукционной катушки, определяемое резистором *R1* (или *R2, R3, R4, R5*) с учетом активного сопротивления катушки и подводящих проводов. Конденсатор *C* служит для компенсации реактивной составляющей катушки индуктивности имитатора.

Катушка имитатора устанавливается строго в фиксированной точке коаксиально оси зонда вблизи генераторной катушки аппаратуры ИК. Зонд размещается на диэлектрических подставках на высоте не менее 1,5 м от пола.

В табличном виде функция преобразования имитатора УЭП для аппаратуры К1А-723-М представлена в табл. 7.

Таблица 7 - Функция преобразования имитатора УЭП для аппаратуры К1А-723-М

$\sigma_{иэ}$, мСм/м	R_a, Ом
2500	31,6
1000	82
100	840
10	8400
0,1	∞

Тест-кольцо имитатора УЭП устанавливают коаксиально на зонд в той точке, относительно которой были вычислены расчетные имитируемые значения УЭП. Эта точка обычно соответствует максимуму показаний при перемещении тест-кольца относительно оси зонда.

Выполняют измерения УЭП, воспроизводимого имитатором. Вид окна обрабатывающей программы для режима поверки аппаратуры ИК показан на рис. 7.

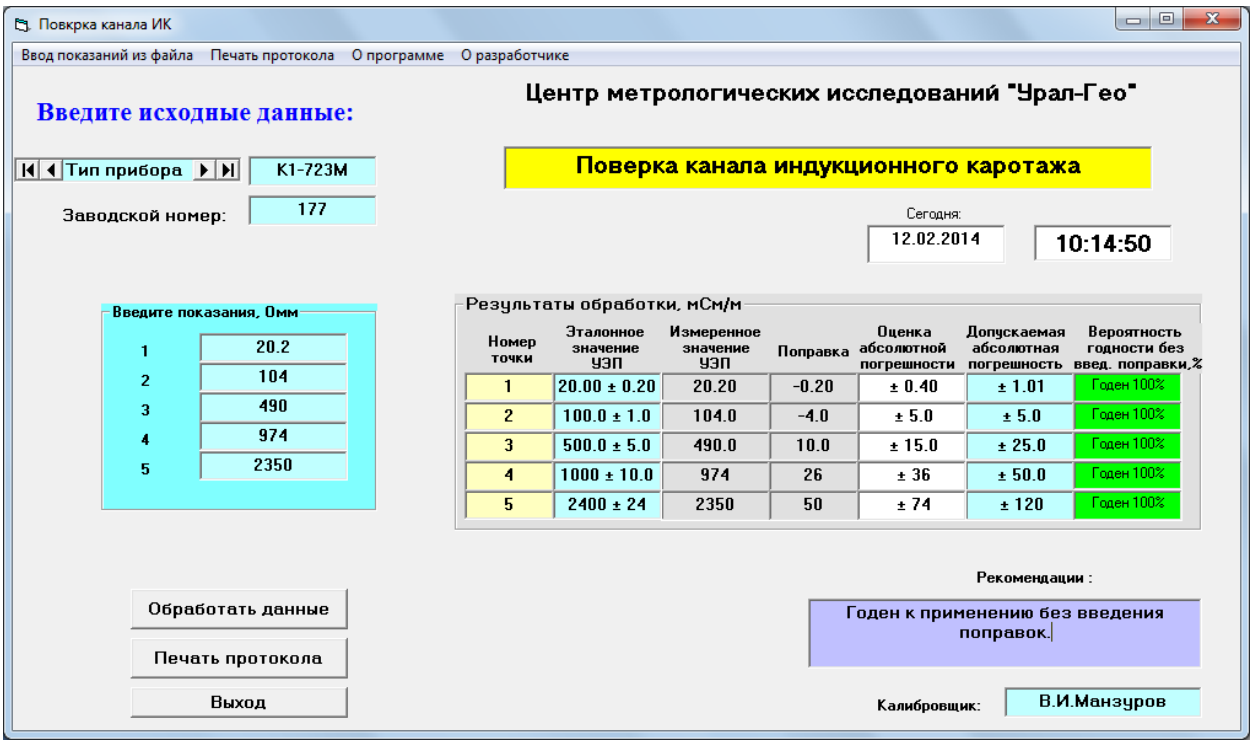


Рис. 7. Вид окна обрабатывающей программы для зонда ИК.

Аппаратура признается пригодной к применению по измерительному каналу УЭП с вероятностью 1, если в каждой точке контроля выполняется неравенство

$$|\theta_i| + |\Delta_{орэi}| \le \Delta_{орi} = 0{,}01 \cdot \sigma_{эi} \cdot \left[5 + 0{,}02\left(\frac{\sigma_в}{\sigma_{эi}} - 1\right) \right], \qquad (53)$$

где $\Delta_{орэi}$ - допускаемая основная погрешность имитатора УЭП в i-той точке контроля; $\sigma_в$ – верхнее значение диапазона измерений УЭП аппаратурой ИК.

Таким образом, при выпуске из производства и после ремонта аппаратуру электромагнитного каротажа рекомендуется подвергать калибровке с помощью стандартных образцов УЭП, а в процессе эксплуатации поверять с помощью имитаторов УЭП, которым единица УЭП в свою очередь передана от стандартных образцов УЭП.

8.5 Микро-зонды

В качестве измеряемого параметра принято УЭС бесконечной однородной среды. Диапазон измерений УЭС от 0,1 до 40 Ом·м.

Допускаемая основная относительная погрешность регламентирована формулой

$$\delta_{ор} = \pm[5 + 0{,}2 \cdot \left(\frac{\rho_в}{\rho_{эi}} - 1 \right)]\% . \qquad (54)$$

Калибровка и поверка измерительных каналов УЭС на основе градиент-микро-зондов, потенциал-микро-зондов и микро-зондов с фокусировкой тока выполняется с использованием эталонных электролитических моделей пластов. Модели пластов (стандартные образцы УЭС), представляют собой стальную емкость диаметром не менее 2 м и глубиной не менее 1,5 м, заполненную раствором хлористого натрия. Такие стандартные образцы УЭС позволяют контролировать весь измерительный канал аппаратуры, включая первичный преобразователь – микро-зонд.

Методика калибровки и поверки микро-зондов основана на прямых измерениях эталонных значений УЭС, воспроизводимых СО в каждой точке контроля. Микро-зонд аппаратуры помещают в СО УЭС. При этом зонд располагают в центре емкости, а удаленный электрод *В* соединяют с корпусом емкости. Выполняют измерения удельного электрического сопротивления, воспроизводимого стандартным образцом, и заносят в протокол калибровки или поверки.

Калибровка с использованием СО

Поправку в каждой *i*-той точке контроля определяют по формуле:

$$\theta_i = \rho_{эi} - \rho_{измi} , \qquad (55)$$

где $\rho_{эi}$ - эталонное значение УЭС в *i*-той точке контроля, воспроизводимое стандартным образцом УЭС; $\rho_{измi}$ – измеренное значение УЭС в *i*-той точке контроля.

Поверка с использованием СО и имитаторов УЭС

Поверочная схема для скважинных СИ УЭС микрозондами приведена в приложении 3. Она содержит три поля и две ступени. На верхнем поле расположено средство измерений, заимствованное из государственной поверочной схемы – кондуктометр лабораторный КЛ-4, необходимый для определения методом прямых измерений УЭС комплекта СО на поле эталонов Рабочая аппаратура ЭК с микрозондами поверяется с использованием эталонных электролитических моделей пластов.

Аппаратура признается пригодной к применению по калибруемому каналу с вероятностью 1, если в каждой точке контроля выполняется неравенство:

$$|\theta_i| + |\Delta_{орэi}| \le \Delta_{орi} = 0{,}01 \cdot \rho_{эi} \cdot \left[5 + 0{,}2 \cdot (\frac{\rho_в}{\rho_{эi}} - 1) \right], \qquad (56)$$

где $\rho_в$ – верхнее значение диапазона измерений УЭС микрозондом.

Если это неравенство не выполняется, то определяют новое его значение по следующей методике. В емкости приготовляют два водных раствора хлористого натрия с УЭС ρ_1 и ρ_2 Выполняют измерения микро-зондом УЭС каждого из растворов и фиксируют значения выходного напряжения U_1 и U_2 при стабилизированном токе I_A через токовый электрод. Новое значение коэффициента микро-зонда определяют по формуле:

$$K_{мз} = \frac{(\rho_2 - \rho_1) \cdot I_A}{U_2 - U_1} \qquad (57)$$

Вычисление нового значения коэффициента микро-зонда равносильно его индивидуальной калибровке.

Краткие выводы

1. Измерительные каналы всех методов электрометрии имеют стандартную КФ, поэтому построение КФ не требуется. Исключение могут составлять микро-зонды.

2. Периодическая поверка аппаратуры ЭК производится с использованием имитаторов. Ее калибровка с помощью эталонов УЭС или УЭП может производится при выпуске из производства или после ремонта.

3. Калибровка имитаторов УЭС выполняется с использованием общетехнических СИ, а имитаторов УЭП - с использованием эталонов УЭП.

4. Имитатором УЭС оценивается только линейность функции преобразования. Действительное значение коэффициента зонда вычисляют по результатам измерений расстояний между центрами электродов А, М и N.

5. В эксплуатации – только поверка аппаратуры ЭК.

9. Аппаратура акустического каротажа

9.1. Эталоны единиц акустических параметров

Акустические параметры пластов горных пород измеряют аппаратурой акустического каротажа (АК) с целью их использования в косвенных измерениях коэффициента пористости пластов. Такая аппаратура используется также и при контроле качества цементирования обсадных колонн в скважинах.

При калибровке аппаратуры акустического каротажа в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- интервальное время распространения ультразвука в диапазоне от 140 до 600 мкс/м с допускаемой основной относительной погрешностью ±3%;

- коэффициент затухания ультразвука в диапазоне от 2 до 30 дБ/м с допускаемой основной относительной погрешностью ±15%.

Для калибровки аппаратуры акустического каротажа методом прямых измерений применяют эталоны, воспроизводящие скорость распространения и коэффициент затухания ультразвука. Они выполнены в виде трубных волноводов, конструктивно представляющих собой стальные, стеклопластиковые, асбоцементные и полиэтиленовые "стаканы" длиной 4 или 6 м, заполненные водой.

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

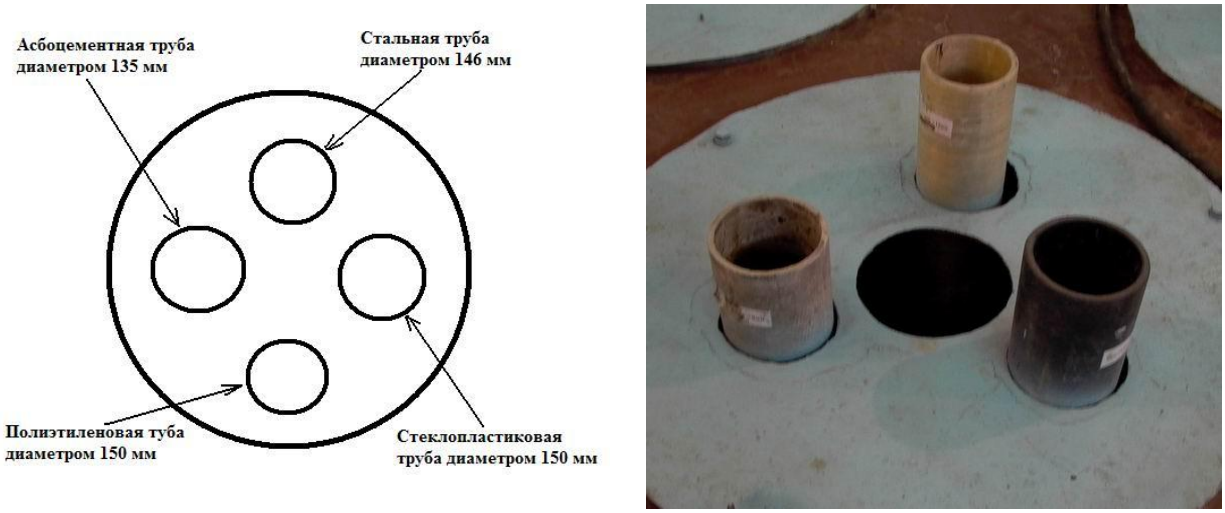


Рис. 8. Схема и фото комплекта трубных волноводов.

Технические характеристики волноводов приведены в табл. 8.

Таблица 8 Технические характеристики трубных волноводов

Номер образца	Материал – носитель свойств	Внутренний ∅ волновода, мм	Интервальное время, мкс/м	Коэффициент. Затухания (на f=20 кГц), дБ/м
№ 1	Сталь	(125±2)	182±1	(2,5 ÷3,0)
№ 2	Асбоцемент	(135±2)	330±2	(2,0÷3,0)
№ 3	Стеклопластик	(115±2)	352±2	(6,0÷6,5)
№ 4	Полиэтилен	(145±2)	540±3	(13,0÷15,0)

Значения воспроизводимого интервального времени и коэффициента затухания определяются в процессе их метрологической аттестации после монтажа волноводов на объекте.

9.2. Калибровка измерительных каналов

Методика калибровки измерительных каналов аппаратуры АК с использованием эталонных волноводов основана на прямых измерениях калибруемой аппаратурой интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука, воспроизводимых акустическими волноводами. Зонд аппаратуры АК коаксиально помещают в центральную часть волновода, заполненного водой. Выполняют однократные измерения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука. Аддитивная поправки θ_i к показаниям аппаратуры в каждой *i*-той точке контроля (в каждом волноводе) определяют по формулам:

$$\theta_i[\Delta t] = \Delta t_{эi} - \Delta t_i \qquad (58)$$

$$\theta_i[\alpha] = \alpha_{эi} - \alpha_i\,, \qquad (59)$$

где $\Delta t_{эi}$ и $\alpha_{эi}$ – эталонные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука в *i*-той точке контроля; Δt_i и α_i – измеренные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука (показания аппаратуры) в *i*-той точке контроля.

9.3. Поверка измерительных каналов

Поверочная схема для аппаратуры АК приведена в приложении 4.

Она содержит 4 поля и 3 ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем. Они необходимы для определения методом прямых измерений параметров комплекта СО в виде трубных волноводов на поле исходных эталонов. Волноводы служат для калибровки и поверки установок и имитаторов, расположенных на поле эталонов. Исходные эталоны могут использоваться для калибровки и поверки аппаратуры АК повышенной точности. Рабочая аппаратура АК поверяется либо с использованием установок, либо имитаторов. В обоснованных случаях могут использоваться контрольные скважины, аттестованные эталонными зондами АК, поверенными с использованием исходных эталонов.

Аппаратура признается годной к применению с вероятностью 1, если в каждой точке контроля выполняются следующие неравенства:

$$\delta[\Delta t] = \frac{|\theta_i[\Delta t]| + |\Delta_{оээ}[\Delta t]|}{\Delta t_i} \le \delta_{opi}[\Delta t] = 3\% ; \qquad (60)$$

$$\delta[\alpha] = \frac{|\theta_i[\alpha]| + |\Delta_{oi}[\alpha]|}{\alpha_i} \le \delta_{opi}[\alpha] = 15\% . \qquad (61)$$

Если указанные неравенства не выполняются и оценки погрешности незначительно превышают нормированные значения, то следует выполнить настройку на идентичность одноименных акустических преобразователей (излучателей или приемников) с помощью созданной в НПФ "Геофизика" установки УПАК-2м, рис. 9.

Рис. 9. Установка УПАК-2м со стальным волноводом.

Установка воспроизводит (и измеряет) акустическое давление с наружной стороны стальной трубы с помощью внешнего магнитострикционного преобразователя. При этом акустический зонд располагают внутри стальной трубы длиной 4 м (или 6 м) под давлением 5 МПа. Конструктивно установка УПАК-2м выполнена в виде стального цилиндрического корпуса диаметром 520 мм и высотой 6 м (или 4 м), внутри которого коаксиально установлена стальная труба (акустический волновод) с наружным диаметром 168 мм. Пространство внутри корпуса заполнено трансформаторным маслом, а внутри волновода - водой. Вдоль наружной поверхности волновода перемещается цилиндрический магнитострикционный преобразователь, приводимый в движение реверсивным двигателем с винтовой парой.

При настройке двух и более излучателей скважинного акустического зонда на идентичность (равенство создаваемого акустического давления на поверхности каждого излучателя) перемещаемый преобразователь работает в режиме приемника акустических волн и каждый раз устанавливается строго напротив настраиваемого излучателя зонда по максимуму его показаний.

При настройке двух и более приемников скважинного акустического зонда на идентичность (равенство параметров функций преобразования акустического давления на поверхности каждого приемника в электрический сигнал) перемещаемый преобразователь работает в режиме излучателя акустических волн и каждый раз устанавливается строго напротив настраиваемого приемника акустического зонда по максимуму амплитуды его выходного сигнала. При этом неидентичность измерительных каналов устраняют путем изменения коэффициента усиления в одном из этих каналов.

В современной микропроцессорной аппаратуре АК неидентичность акустических преобразователей, определяемую с помощью установки УПАК-2м, учитывают программным путем.

Гидростатическое давление 5 МПа, создаваемое внутри волновода, позволяет существенно уменьшить влияние воздуха, возникающего на поверхности акустических преобразователей зонда аппаратуры при его погружении в волновод установки, на погрешности измерений акустических параметров. В случае применения в аппаратуре АК магнитострикционных преобразователей, создаваемое в установке давление позволяет стабилизировать выходные сигналы этих преобразователе при наличии в них дефектов склеивания ленты.

Вид окна обрабатывающей программы для поверки аппаратуры АК представлен на рис. 10.

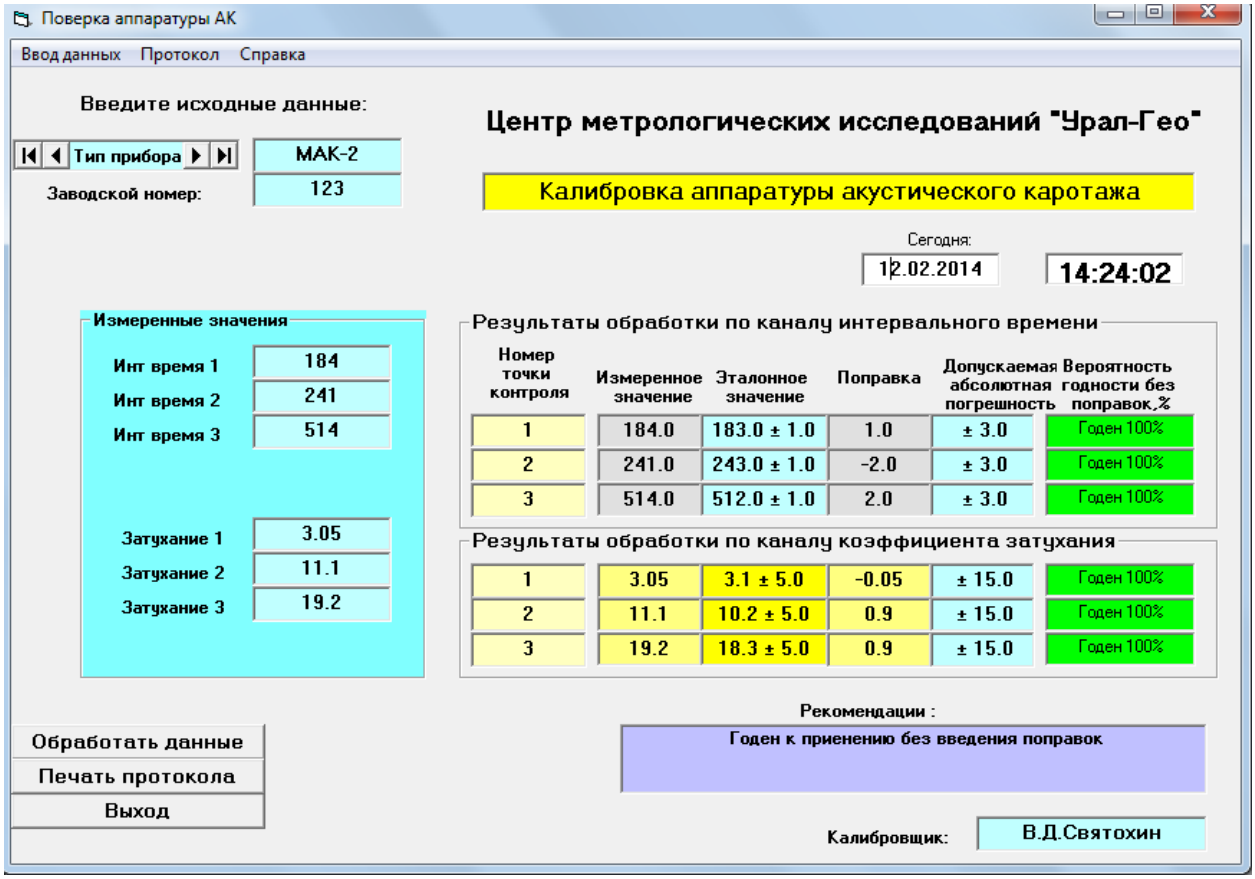


Рис. 10. Вид окна обрабатывающей программы для аппаратуры АК.

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

10. Кавернометры и профилемеры

10.1. Эталоны единиц длины

При измерениях кавернометрами и профилемерами в скважинах в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- расстояние между концами противоположных измерительных рычагов (для кавернометров с прижимными башмаками);
- среднее значение диаметра скважины, измеренное двумя парами взаимно перпендикулярных измерительных рычагов (для четырех рычажных кавернометров);
- расстояние от оси прибора до конца измерительного рычага (для скважинных профилемеров).

Кавернометры отличаются от профилемеров тем, что у профилемеров (радиусомеров) измерительные каналы созданы от каждого рычага, а у кавернометров (диаметромеров) используются по два противоположных рычага попарно для каждого измерительного канала.

Современные кавернометры и профилемеры имеют типовые КФ, поэтому градуировка не требуется. Регистрируется непосредственно диаметр в диапазоне от 130 мм до 960 мм с допускаемой основной абсолютной погрешностью ±5 мм или радиус в диапазоне от 70 мм до 400 мм с допускаемой основной абсолютной погрешностью ±2 мм.

При калибровке в качестве эталонов используются измерительные кольца, концевые меры в виде "ромба" и "елки", установки с ручным управлением и автоматизированные установки.

Комплект эталонных измерительных колец предназначен для калибровки кавернометров и профилемеров и выполнен в виде набора стальных цилиндров, рис. 11.

Рис. 11. Фото комплекта 5-ти эталонных колец.

К недостаткам измерительных колец относится то, что с их использованием не представляется возможным оценивать вариацию по-

казаний (люфты) каверномеров, так как изменение диаметра при заправке рычагов каверномера в кольцо происходит только со стороны меньших значений. Устройства "Ромб" и "Елка" в виде концевых мер длины также не позволяют оценивать вариацию.

На рис. 12. показан общий вид установки УПК-1 для калибровки и поверки каверномеров и профилемеров (1975 г.).

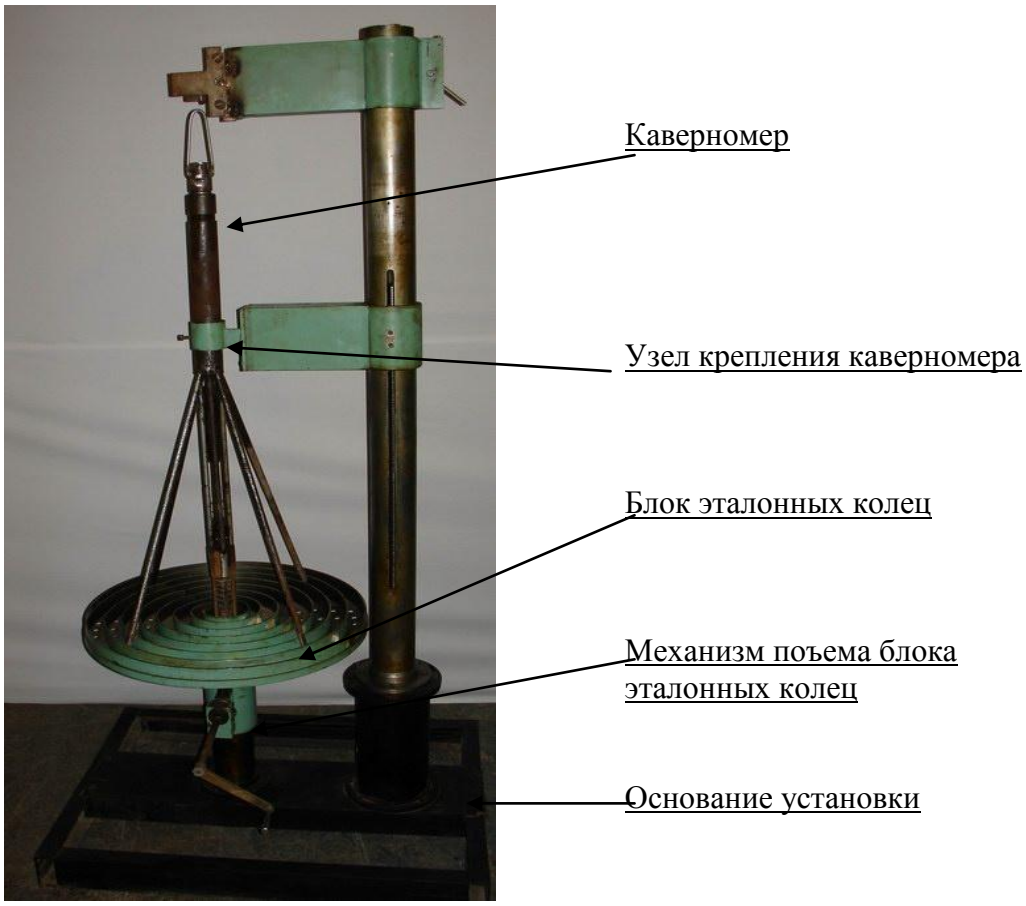


Рис. 12. Общий вид установки УПК-1
для калибровки каверномеров с оценкой вариации.

Она позволяет оценивать вариацию показаний каверномеров и профилемеров. В ней вращающийся блок эталонных колец, установленных в одной плоскости, имеет возможность рычагам каверномера и профилемера скользить по рабочей поверхности и плавно переходить с одного кольца на другое. При вращении в одну сторону рычаги поочередно переходят на одно и то же кольцо со стороны меньших значений, а при вращении блока колец в противоположную сторону – со стороны больших значений. При этом разность показаний каверномера (профилемера) принимается за оценку вариации.

Однако такая установка обладает рядом недостатков, связанных с техническими трудностями при выполнении калибровочных работ. По мере раскрытия рычагов каверномера приходится приподнимать блок эталонных колец, чтобы рычаги не "выпрыгнули" из кольца большего диаметра. Поверхность эталонных колец изнашивается в результате трения о твердосплавные напайки на измерительных рычагах. Производительность такой установки весьма низкая.

На рис. 13 показана установка УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки каверномеров и профилемеров.

Рис. 13. Фото установки УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки каверномеров и профилемеров.

Блок эталонных колец содержит 4 кольца, с внутренним диаметром 130, 300, 500 и 700 мм. Каждое кольцо в средней части рабочей поверхности имеет проточку глубиной 5 мм, обеспечивающую возможность оценки люфтов каверномеров и профилемеров (до 5 мм) при вертикальном перемещении.

С помощью подъемного устройства каверномер через неподвижный блок на мачте опускается в блок эталонных колец до упора. После раскрытия рычагов он медленно поднимается из блока эталонных колец, скользя рычагами по их рабочей поверхности. При этом выполняется запись выходных сигналов каверномера в файл через каротажный регистратор или другим путём.

После завершения измерений в блоке эталонных колец записанные значения выходного сигнала подаются на вход обрабатывающей программы.

10.2. Калибровка каверномера

Калибровку каверномера рекомендуется выполнять в вертикальном положении в точках контроля, в которых измерительными кольцами воспроизводятся номинальные значения диаметра, указанных в табл. 9.

Таблица 9 Номинальные значения диаметра колец при калибровке каверномера

Номинальное значение диаметра измерительного кольца, мм	Допускаемая основная абсолютная погрешность измерительного кольца, мм	Допускаемая основная абсолютная погрешность каверномера, мм	Показатель качества калибровки
130	±0,5	±5	10
300	±0,5	±5	10
500	±1	±5	5
700	±2	±5	2,5

Измерения и обработку результатов выполняют в следующей последовательности.

Установить измерительное кольцо "100 мм" на горизонтальную подставку под каверномером, опустить вертикально подвешенный каверномер на такой уровень, чтобы его раскрытые рычаги упирались в нижнюю часть измерительного кольца (до проточки).

Зафиксировать показания каверномера для каждой пары измерительных рычагов и занести измеренное значение в протокол калибровки в столбец "со стороны меньших значений".

Приподнять каверномер на такой уровень, чтобы его раскрытые рычаги упирались в верхнюю часть измерительного кольца (после проточки).

Зафиксировать показания каверномера для каждой пары измерительных рычагов и занести соответствующие измеренные значения в протокол калибровки в столбец "со стороны больших значений" для соответствующей пары рычагов.

Выполнить измерения диаметров других измерительных колец.

Поправку θ_{di} к показаниям каверномера (измеренному значению диаметра) для соответствующей пары рычагов в каждой i-той точке контроля определить по формуле:

$$\theta_{di} = d_{эi} - \frac{d_{мi} + d_{бi}}{2}, \qquad (62)$$

где $d_{мi}$ –значение диаметра, измеренное какой-либо парой измерительных рычагов калибруемого каверномера, в i-той точке контроля со стороны меньших значений; $d_{бi}$ –значение диаметра, измеренное той же парой измерительных рычагов калибруемого каверномера, в i-той точке контроля со стороны больших значений;

$d_{эi}$ - эталонное значение диаметра, воспроизводимое измерительным кольцом (или установкой), в i-той точке контроля.

Таблицу поправок к показаниям каверномера в каждой точке контроля для каждой пары рычагов занести в протокол калибровки и в "Сертификат о калибровке".

Погрешность поправок к показаниям каверномера $\Delta_{\theta i}$ для каждой пары измерительных рычагов в i-той точке контроля принимается равной абсолютной величине нормированной погрешности измерительного кольца $\pm\Delta_{орэi}$ плюс половина вариации показаний $в_{di}$.

$$\Delta_{\theta i} = \pm(\Delta_{орэi} + \frac{в_{di}}{2}). \qquad (63)$$

Вариация $в_{di}$. равна разности между показаниями каверномера при изменении диаметра кольца со стороны больших и меньших значений:

$$в_{di} = d_{бi} - d_{мi}.$$

(64)

10.3. Поверка каверномера

За оценку абсолютной погрешности каждой пары измерительных рычагов каверномера Δ_{di} при измерениях диаметра скважин без введения полученных поправок к его показаниям в i-той точке контроля принимается сумма абсолютных величин поправки, нормированной погрешности измерительного кольца $\pm\Delta_{орэi}$ и половины вариации показаний $в_{di}$.:

$$\Delta_{di} = \pm(|\theta_{di}| + \Delta_{орэi} + \frac{в_{di}}{2}). \qquad (65)$$

Каверномер признается годным к применению с вероятностью 1, если в каждой точке контроля полученные оценки абсолютной погрешности не превышают допускаемой основной абсолютной погрешности, указанной в паспорте каверномера.

Если для каверномера нормирована допускаемая вариация показаний, то выполняют подтверждение соответствия поверяемого каверномера метрологическим требованиям по вариации показаний.

Методика измерений и обработки их результатов при калибровке и поверке профилемеров аналогична методике для каверномеров, но только для другого измеряемого параметра - расстояния от конца измерительного рычага до оси профилемера.

Форма "Сертификата о калибровке" профилемера ПФ-73 приведена в приложении 8.

Краткие выводы.

1. Скважинные каверномеры и профилемеры имеют типовую КФ, поэтому построение КФ не требуется.

2. Применение измерительных колец и многозначных концевых мер для калибровки и поверки каверномеров (профилемеров) не позволяет оценивать их вариацию показаний и, соответственно, достоверно оценивать их погрешности при выполнении измерений.

3. Автоматизация калибровки и поверки каверномеров и профилемеров на базе блока эталонных колец с проточками на их рабочих поверхностях позволяет оценивать их метрологические характеристики, включая вариацию показаний.

4. За оценку вариации показаний каверномера при его калибровке и поверке принимается разность между измеренными значениями диаметра, воспроизводимого со стороны больших и меньших значений в каждой точке контроля.

5. За погрешность каверномера принимается сумма поправки, нормированной погрешности измерительного кольца и половины вариации показаний.

11. Инклинометры

Настройка инклинометра – процедура юстировки инклинометра, выполняемая при выпуске его из производства или после ремонта. Эта процедура позволяет учесть взаимную неперпендикулярность осей акселерометров и магнитометров в блоке преобразователей.

Калибровка инклинометра – периодическая процедура определения поправок к показаниям инклинометра.

Поверка инклинометра – совокупность операций, выполняемых с целью подтверждения соответствия инклинометра метрологическим требованиям (оцененная погрешность должна быть меньше допускаемой погрешности).

КФ инклинометра по всем каналам – номинальная. Для повышения показателей точности измерений строят графики поправок к показаниям инклинометра. Тогда КФ становится индивидуальной.

11.1 Эталоны угловых величин

При выполнении угловых измерений скважинными инклинометрами в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- азимутальный угол плоскости наклона оси инклинометра;
- зенитный угол оси инклинометра (угол отклонения оси от вертикали);
- угол вращения инклинометра вокруг собственной оси (визирный или апсидальный угол).

В качестве эталона при калибровке и поверке инклинометров применяют:

1) Установку УАК-СИ-АЗВ для автоматизированной калибровки скважинных инклинометров;

2) Установки УПИ-1, УКИ-2 и УСИ-2 для ручной калибровки и поверке инклинометров.

Для настройки инклинометров в заводских условиях используются специальные установки, воспроизводящие изменение углов через каждые 5° с основной абсолютной погрешностью менее 1 угловой минуты.

Установка УАК-СИ-АЗВ относится к наиболее совершенным инклинометрическим установкам. Она позволяет выполнять калибровку магнитометрических и гироскопических инклинометров методом прямых измерений в автоматизированном или в ручном режиме.

Конструктивно установка выполнена из немагнитных материалов в виде жесткой рамы, вращающейся вокруг вертикальной оси, с зажимным узлом для крепления инклинометра, вращающимся вокруг горизонтальной оси в раме, рис. 14.

Рис. 14. Установка УАК-СИ-АЗВ
для калибровки и поверки инклинометров.

Установка воспроизводит следующие углы:

- азимутальные в диапазоне от 0 до 360° с основной допускаемой абсолютной погрешностью ±15 угловых минут;
- зенитные в диапазоне от 0 до 180° с основной допускаемой абсолютной погрешностью ±3 угловых минуты;
- углы вращения прибора вокруг собственной оси (визирные углы) в диапазоне от 0 до 360° с основной допускаемой абсолютной погрешностью ±15 угловых минут.

При проведении калибровки должны отсутствовать вибрации, тряска, удары, электрические и магнитные поля, являющиеся источником погрешности выполняемых угловых измерений.

Перед калибровкой инклинометра рекомендуется выполнить следующие подготовительные операции:

1) ознакомиться с техническим описанием и руководством по эксплуатации инклинометра;

2) соединить скважинную и наземную части инклинометра;

3) выполнить мероприятия по обеспечению условий безопасности калибровочных работ;

4) выдержать во включенном состоянии инклинометр и установку не менее 15 минут.

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено отсутствие механических повреждений инклинометра, влияющих на его работоспособность и метрологические характеристики. При подготовке инклинометра к измерениям выполняют операции в соответствии с методикой, изложенной в технической документации на него.

11.2 Калибровка инклинометра

Калибровка инклинометров выполняется с целью определения поправок к его показаниям по всем трем измерительным каналам в нормальных условиях измерений.

Канал зенита

Калибровка инклинометра по каналу зенитного угла выполняется при произвольном азимуте при заданных значениях визирного угла в точках контроля, указанных в табл. 10 в угловых градусах.

Таблица 10 Точки контроля зенитных углов.

Тип инклинометра	Точки контроля зенитного угла	При следующих значениях визирного угла	Допускаемая абсолютная погрешность
ИОН-1 ИОН-2	3; 5; 10; 20; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 120°	При визирном угле, при котором возникают наибольшие погрешности по зениту	±15’
ИМММ-73 ИММН-73	3; 5; 10; 30; 60; 90	При любом визирном угле	±15’
МИН	3; 5; 10; 30; 60; 90	0; 60; 120; 180; 240; 300	±15’
ИММН-60	1; 3; 5; 10; 30; 60; 90	0; 60; 120; 180; 240; 300	±12’
ИММН-36	1; 3; 5; 10; 30; 60; 90	0; 60; 120; 180; 240; 300	±15’

Установить азимутальный угол плоскости наклона инклинометра равный 0°. Запустить управляющую и обрабатывающую программу "*Калибровка инклинометров*". На установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения зенитных углов и считываться показания инклинометра по каналу зенитных углов. Выполнить измерения зенитных углов при всех значениях визирного угла в соответствии с табл. 10.

Поправку θi[z] к показаниям инклинометра при измерениях зенитного угла в каждой i-й точке контроля определяют по формуле:

$$\theta_i[z] = z_{эi} - z_i, \qquad (66)$$

где $z_{эi}$ - эталонное значение зенитного угла в i-той точке контроля, воспроизводимое установкой; z_i – измеренное значение зенитного угла в i-той точке контроля.

Например, результаты измерений зенитных углов (в градусах при любом произвольном азимутальном угле и нулевом визирном угле) приведены в табл.11.

Таблица 11 Результаты измерений зенитных углов (в градусах)

Эталонное значение зенитного угла	Измеренное значение зенитного угла	Поправка
0,00	0,10	-0,10
15,00	15,12	-0,12
30,00	30,15	-0,15
45,00	45,20	-0,20
60,00	60,20	-0,20
75,00	75,20	-0,20
90,00	90,10	-0,10
105,00	104,85	0,15
120,00	119,80	0,20

Затем устанавливают очередное значение визирного угла, регистрируют показания зенитного угла и данные заносят в аналогичные таблицы. После чего формируется окончательная таблица поправок к показаниям инклинометра по каналу зенитных углов.

Канал азимута

Калибровка инклинометра по каналу азимута выполняется в обрабатывающей программе инклинометра в следующих точках контроля, указанных в угловых градусах в табл. 12.

Таблица 12 Точки контроля азимута.

Тип инклинометра	Точки контроля азимута	При следующих значениях зенитного и визирного углов	Допускаемая абсолютная погрешность
ИОН-1 ИОН-2	0; 30; 60; 90; 120; 150; 180; 210; 240; 270; 300; 330°	При визирном угле, при котором возникают наибольшие погрешности по азимуту	±1,5°
ИМММ-73 ИММН-73	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3, 30, 90 При любом значении визирного угла	±1,5°
МИН	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3, 30, 90 Визир: 0; 60; 120; 180; 240; 300	±1,5°
ИММН-60 ИММН-36	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3, 30, 90 Визир: 0; 60; 120; 180; 240; 300	±7° при зените 1°-3° ±2° при зените 3,1°-6° ±1° при зените 6,1°-120°

Установить азимутальный угол плоскости наклона инклинометра, воспроизводимый калибровочной инклинометрической установкой УАК-СИ, равный 0°, и требуемое значение визирного угла.

Запустить управляющую и обрабатывающую программу "Калибровка инклинометров". На установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения азимутов при заданных значениях зенитного и визирного угла и считываться показания a_i инклинометра по каналу азимутов.

Поправку $\theta_i[a]$ к показаниям инклинометра при измерениях азимутального угла в каждой i-той точке контроля при каждом значении зенитного угла определяют по формуле:

$$\theta_i[a] = a_{эi} - a_i, \qquad (67)$$

где $a_{iэ}$ - эталонное значение азимута в i-той точке контроля; a_i – измеренное значение азимута в i-той точке контроля;

Пример оформления "Протокола калибровки" инклинометра приведен в приложении 9.

Канал визирных углов

Калибровка инклинометра по каналу визирного угла выполняется при любых произвольных азимутальном и зенитном угле 45° в 6 точках контроля (0; 60; 120; 180; 240; 300°).

Ослабить зажимной узел установки и, вращая инклинометр вокруг собственной оси, установить показания инклинометра по визирному углу, равные визирному углу 0°, воспроизводимому калибровочной инклинометрической установки.

Выполнить измерения визирных углов через каждые 60°.

Поправку $\tilde{\theta}_i[\beta]$ к показаниям инклинометра при измерениях визирного угла в каждой *i*-й точке контроля определяют по формуле:

$$\theta_i[\beta] = \beta_{эi} - \beta_i, \qquad (68)$$

где $\beta_{эi}$ - эталонное значение визирного угла в *i*-той точке контроля, воспроизводимое установкой; β_i – измеренное значение визирного угла в *i*-той точке контроля.

Необходимость в поправках к показаниям инклинометра возникает в том случае, когда требуется повысить его точность или когда при общей его работоспособности оценки абсолютной погрешности превышают допускаемые, но не более, чем в три раза. Иначе его направляют в ремонт.

За поправки к показаниям инклинометра по каналу азимутальных углов принимаются разности между воспроизводимым эталонным значением азимута и показаниями инклинометра по каналу азимута.

В итоге формируются 6 двумерных индивидуальных таблиц поправок к показаниям каждого экземпляра инклинометра по каналу азимутальных углов.

В процессе измерений в скважинах показания инклинометра корректируются с помощью его таблицы поправок и специальной обрабатывающей программы, на вход которой подаются измеренные значения зенитного, визирного и азимутального углов.

11.3 Поверка инклинометра

При поверке инклинометра выполняются однократные измерения инклинометром углов, воспроизводимых установкой в тех же самых точках контроля, что и при калибровке, оцениваются поправки к

показаниям инклинометра и формируется заключение о его метрологической пригодности.

Инклинометр признается годным к применению с вероятностью 1, если в каждой точке контроля сумма абсолютной величины полученной поправки и предела допускаемой абсолютной погрешности установки при измерении зенитных, азимутальных и визирных углов не превышает нормированных значений основной абсолютной погрешности, указанных в паспорте инклинометра, то есть должны выполняться неравенства:

$$\begin{aligned} &\theta_i[z]+\Delta_{орэ}[z] < \Delta_{ор}[z]; \\ &\theta_i[a]+\Delta_{орэ}[a] < \Delta_{ор}[a]; \\ &\theta_i[\beta]+\Delta_{орэ}[\beta] < \Delta_{ор}[\beta] \end{aligned} \qquad (69)$$

Пример оформления "Протокола" измерений при калибровке инклинометра с таблицами поправок к его показаниям приведен в приложении 10.

Краткие выводы.

1. Калибровка и поверка инклинометров выполняется по каналу зенитных углов при разных значениях визирного угла, а по каналу азимута – при разных значениях зенитного и визирного угла.

2. За поправку к показаниям инклинометра принимается разность между эталонным и измеренным значением углов, вычисленная во всех точках её метрологического контроля.

3. За оценку погрешности поправок к показаниям инклинометра принимается погрешности применяемой калибровочной установки.

4. Для инклинометров, применяемых с использованием поправок, оценки погрешности измеренных углов при поверке находят после введения всех известных поправок.

Вопросы для самопроверки

1. Какие зонды применяют в аппаратуре электрического каротажа?
2. Что используют для калибровки и поверки аппаратуры ЭК?
3. Какой вид имеет функция преобразования имитатора УЭС аппаратуры с градиент-зондом?
4. Каков порядок калибровки аппаратуры градиент-зондирования с использованием стандартных образцов УЭС?.
5. Каковы операции поверки аппаратуры потенциал-зондирования с использованием имитаторов?
6. Каков порядок калибровки аппаратуры с трехэлектродным зондом (с фокусировкой тока) с использованием СО УЭС.
7. Каков порядок калибровки аппаратуры ЭК с индукционным зондом?
8. Каков порядок поверки аппаратуры ЭК с индукционным зондом?
9. Каков порядок калибровки аппаратуры с микро-зондами?
10. Какие эталоны используются для калибровки аппаратуры акустического каротажа?
11. Каков порядок калибровки аппаратуры акустического каротажа?
12. Каковы операции поверки аппаратуры акустического каротажа?
13. Какие эталоны единицы длины используют для калибровки кавернометров-профилемеров и в чем их особенность?
14. Какие операции выполняют при калибровке кавернометра?
15. Когда при поверке кавернометр признается годным?
16. Какие эталоны единиц угловых величин применяют для калибровки инклинометров?
17. Какова методика поверки инклинометра?

Часть III

Калибровка и поверка индивидуально градуируемой скважинной аппаратуры

12. Аппаратура интегрального гамма-каротажа

12.1 Эталоны мощности экспозиционной дозы гамма-излучения

Гамма-каротаж (ГК) выполняют в скважинах с целью выделения глинистых пластов и определения их коэффициента глинистости. Различают интегральный гамма-каротаж (ГК-И) и спектрометрический гамма-каротаж (ГК-С).

Слово "интегральный" подчеркивает, что детектором (стинциляционным счетчиком) аппаратуры ГК-И регистрируются все гамма-кванты, энергия которых выше порогового уровня – 60 килоэлектронвольт (кэВ), а в ГК-С - выделяют гамма-кванты разных энергий.

В аппаратуре ГК-И в качестве измеряемого параметра принята мощность экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения пластов горных пород. Диапазон измерений МЭД для аппаратуры ГК-И устанавливают в пределах от 2 до 20 мкР/ч. При организации попутных поисков урановых элементов верхний предел диапазона измерений аппаратурой ГК-И может быть увеличен до 250 мкР/ч. Допускаемая основная относительная погрешность ±15%.

При калибровке и поверке аппаратуры интегрального ГК используется метод прямых измерений МЭД, воспроизводимой дозиметрической установкой на основе ампульного источника гамма-квантов "Радий-226" (Ra^{226}). Значения МЭД изменяются (уменьшаются) обратно пропорционально квадрату расстояния от центра ампульного источника гамма-квантов до центра кристалла NaJ детектора аппаратуры ГК-И. Хотя спектр энергий источника Ra^{226} отличается от спектра энергий горных пород, принятый подход вполне приемлем, так как канал ГК-И все же в большей степени является счетчиком гамма-квантов, часто используемый для привязки каротажных кривых к геологическому разрезу. Поэтому использование МЭД от источника Радий-226 обеспечивает единство геофизических измерений

путем обеспечения прослеживаемости единицы МЭД к государственному эталону России через эталонный геофизический дозиметр.

В настоящее время в геофизике широко применяются два типа дозиметрических установок: 1) установка УАК-ИГК-50 для автоматизированной калибровки аппаратуры гамма-каротажа, рис. 15; 2) установка УПГК для поверки аппаратуры ГК-И в обычном ручном режиме, рис. 16.

Рис. 15. Установка УАК-ИГК-50 для автоматизированной калибровки аппаратуры ГК-И.

Рис. 16. Установка УПГК для калибровки аппаратуры ГК-И.

Установка в первом исполнении состоит из контейнера для ампульного источника гамма-квантов с коллиматором, барабана с шестисекторным поглотителем гамма-квантов, блока ручного управления, блока регистрации и сопряжения с компьютером. Её принцип действия основан на том, что количество гамма-квантов от ампульного источника изменяется на фиксированном расстоянии от него (в детекторе аппаратуры) в зависимости от толщины слоя поглотителя (кварцевого песка). Барабан через редуктор приводится во вращение с помощью шагового двигателя. При повороте барабана на 60° коллимационное окно сначала закрывается сектором, заполненным свинцом, что обеспечивает почти полное поглощение гамма-излучения и детектором аппаратуры ГК-И регистрируется МЭД, близкое к космическому фону. При очередном повороте барабана еще на 60° коллимационное окно перекрывается сектором, в котором находится слой песка максимальной толщины, что обеспечивает воспроизведение очередного значения МЭД в области детектора. В пятой точке контроля регистрируется наибольшее количество гамма-квантов, соответствующее верхнему пределу диапазона измерений МЭД.

Установка не требует периодической переустановки источника Ra^{226} в отдельный контейнер, так как одновременно выполняет функции контейнера для хранения источника гамма-квантов, что обеспечивает минимальное облучение персонала при её использовании. Используется специальный держатель ампульного источника, обеспечивающий единообразие положения источника относительно коллиматора при его периодическом извлечении из установки для длительного хранения в хранилище изотопов.

Установка УАК-ИГК-50 во втором исполнении состоит из балки, установленной на двух опорах, каретки, перемещающейся по балке, коллиматора с ампульным источником гамма-квантов, подвешенного на каретке, блока ручного управления и блока регистрации и сопряжения с компьютером. В ней использован классический принцип действия, основанный на изменении количества гамма-квантов от ампульного источника в воздухе на разном расстоянии от него. Каретка с коллиматором и источником, перемещаясь по балке, останавливается в точках контроля, для которых известны эталонные значения МЭД. Для установки УАК-ИГК-50 регламентированы следующие основные технические характеристики:

- диапазон воспроизведения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения от 5 мкР/ч до 50 мкР/ч;

- допускаемая основная относительная погрешность ± 5 %;

- количество точек контроля - 5;

- режимы управления: ручной и автоматический;

- время калибровки и поверки одного зонда не более 20 мин.

Установка УПГК для поверки аппаратуры ГК-И аналогична стандартной дозиметрической установке УПГД общего применения. Она состоит из основания, тележки со стандартным коллиматором диаметром 90 мм и устройства крепления скважинного прибора. Оператор-калибровщик перекатывают тележку по полозьям вдоль основания установки таким образом, чтобы каждый раз воспроизводились фиксированные расчетные расстояния от центра детектора гамма-квантов скважинного прибора до центра источника, МЭД которого на расстоянии 1 м измерена. Следовательно, известны расчетные значения МЭД в каждой точке контроля аппаратуры ГК-И.

12.2 Калибровка канала ГК-И

Методика калибровки измерительного канала ГК-И аппаратуры основана на прямых измерениях воспроизводимой установкой мощности экспозиционной дозы гамма-излучения от источника Ra^{226}.

Зонд аппаратуры ГК-И помещают в установку таким образом, чтобы центр кристалла зонда совпадал с осью коллиматора установки. Выполняют измерения МЭД, воспроизводимой установкой.

Калибровочная функция представляет собой линейную зависимость частоты следования импульсов на выходе аппаратуры от МЭД, воспроизводимой в центре детектора гамма-излучения (кристалла NaJ). График функции проходит через начало координат (при отсутствии гамма-квантов импульсы электрического тока на выходе аппаратуры отсутствуют). КФ имеет следующий вид:

$$N=K_{гк}\cdot W, \qquad (70)$$

где N – выходной сигнал – частота следования импульсов (имп/мин); $K_{гк}$ – коэффициент преобразования гамма-канала в (имп/мин)/(мкР/ч); W – МЭД гамма излучения в центре детектора градуируемой аппаратуры.

Чтобы получить измеренное значение МЭД, следует выходной сигнал аппаратуры ГК разделить на постоянную гамма-канала

$$W = \frac{N}{K_{нк}} . \qquad (71)$$

Методика измерений включает регистрацию выходного сигнала аппаратуры при измерении МЭД космического (фонового) гамма-излучения и МЭД гамма-излучения, воспроизводимой установкой. При этом зонд помещают в установку таким образом, чтобы центр кристалла зонда находился на оси коллиматора этой установки. Сначала измеряют фон космического гамма-излучения без источника не менее 5 раз. Определяют среднее значение выходного сигнала канала ГК-И в импульсах в минуту $\overline{N_ф}$. Затем устанавливают источник Радий-226 в коллиматор установки и последовательно воспроизводят эталонные значения МЭД ($W_{эi}$), приблизительно равные 5, 10, 15, 20 и 50 мкР/ч. Регистрируют выходной сигнал канала ГК-И в каждой точке контроля не менее 5 раз. Определяют среднее арифметическое значение выходного сигнала $\overline{N_i}$ при каждом воспроизводимом значении МЭД. Затем для каждой точки воспроизведения МЭД из среднего значения выходного сигнала вычитают среднее значение МЭД, соответствующее космическому фону излучения, то есть $\overline{N}_{i-ф} = \overline{N}_i - \overline{N}_ф$. Для построения зависимости выходного сигнала от МЭД полученные пары данных заносят в табл. 13.

Таблица 13 Зависимость выходного канала ГК-И сигнала от МЭД.

$\overline{N}_{1-ф}$	$\overline{N}_{2-ф}$	$\overline{N}_{3-ф}$	$\overline{N}_{4-ф}$	$\overline{N}_{5-ф}$
W_1	W_2	W_3	W_4	W_5

Определяют коэффициент преобразования (постоянную канала) $K_{гк}$ с использованием методики сглаживания результатов измерений методом наименьших квадратов (МНК) по формуле

$$K_{гк} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \overline{N}_{i-ф}}{\sum_{i=1}^{n} \overline{W_i}} . \qquad (72)$$

Рассмотрим числовой пример.

Пусть в таблицу 14 занесены, например, следующие пары экспериментальных данных частоты следования импульсов (верхняя строка в имп/мин) и МЭД (нижняя строка в мкР/ч).

Таблица 14. Исходные данные для построения КФ канала ГК-И

$\overline{N}_{i-ф}$	10860	17511	27196	32129	47321
W_i	14,5	23,4	36,3	42,9	63,2

Определим коэффициент преобразования $K_{гк}$ методом наименьших квадратов.

Вычислим все суммы, входящие в формулу 38, и подставим их в неё.

$$\Sigma N_{i\text{-}ф}=10860+17511+27196+32129+47321=135017$$

$$\Sigma W_i=14{,}5+23{,}4+36{,}3+42{,}9+63{,}2=180{,}3$$

$$K_{гк}=\frac{135017}{180{,}3}=748{,}8\,.$$

Округлим полученный результат до двух значащих цифр и получим $K_{гк}$ = 750 (Имп/мин)/(мкР/ч). Округление числа 748,8 вызывает относительную погрешность не более 0,16%.

Таким образом, в нашем примере калибровочная функция имеет вид $N=750\cdot W$ и ее график представлен на рис. 17.

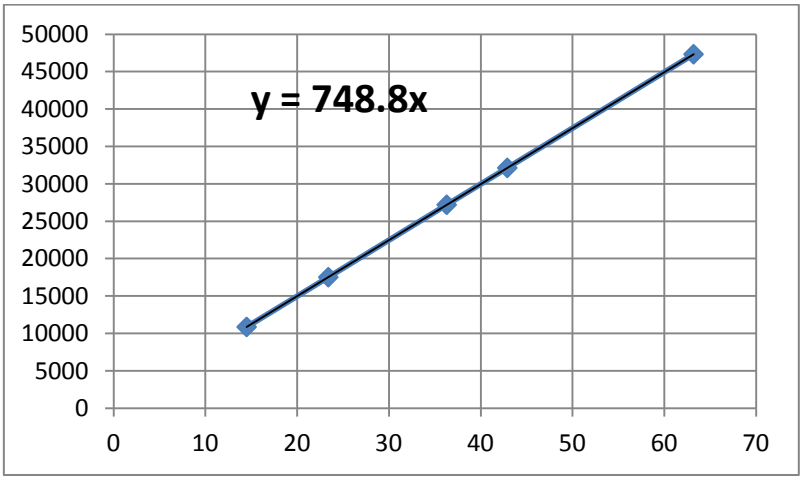


Рис. 17. Калибровочная функция канала ГК-И

В качестве оценки погрешности калибровки следует принять только допускаемую погрешность калибровочной установки, равную, например, ±6%, так как остальные погрешности пренебрежимо малы.

Данная оценка погрешности калибровки канала ГК-И значительно меньше допускаемой основной относительной погрешности аппаратуры ГК-И, равной ±15%. Следовательно, имеется полная уверенность в годности аппаратуры ГК-И и поверка после выполнения её калибровки не требуется.

Обычно протокол калибровки и поверки содержит те же сведения, что отображаются в главном окне обрабатывающей программы.

Для удобства документирования результатов метрологических работ протоколы и сертификаты хранятся в формате EXCEL.

Аппаратура ГК-И поступает на очередную калибровку не позднее, чем через 3 или 6 месяцев после предыдущей калибровки с действующей КФ. Межкалибровочный интервал в "Руководстве по эксплуатации" и в "Методике калибровки".

12.3 Поверка канала ГК-И

Первоначально, зондом ГК-И измеряют фон космического гамма-излучения не менее 5 раз. Заносят в протокол калибровки среднее значение выходного сигнала канала ГК-И в импульсах в минуту $\overline{N_ф}$. Затем на установке последовательно воспроизводят эталонные значения МЭД $W_{эi}$, приблизительно равные 5, 10, 15, 20 и 50 мкР/ч и регистрируют выходной сигнал в каждой точке контроля не менее 5 раз. Определяют среднее арифметическое значение выходного сигнала $\overline{N_i}$. Измеренные значения МЭД $W_{измi}$ в каждой i-й точке контроля определяют по формуле:

$$W_{измi} = \frac{1}{K_{гк}}(\overline{N_i} - \overline{N_{фi}}), \qquad (73)$$

где $K_{гк}$– постоянная канала ГК-И, определенная при калибровке канала интегрального ГК-И и измеряемая в $\frac{имп/мин}{мкР/ч}$.

Поправку θ_i к показаниям канала ГК-И с используемой КФ в каждой i-той точке контроля определяют по формуле:

$$\theta_i = W_{эi} - W_{измi}. \qquad (74)$$

Аппаратура ГК-И с имеющейся КФ по результатам поверки признается годной к применению с вероятностью 1, если в каждой точке контроля сумма абсолютной величины полученной аддитивные поправки θ_i и погрешности калибровочной установки $|\Delta_{орэi}|$ не превы-

шает допускаемой погрешности канала ГК-И, то есть выполняется неравенство

$$\left|\tilde{\theta}_i\right| + \left|\Delta_{орэi}\right| \le \left|\Delta_{орi}\right| = 0{,}15 \cdot W_{эi}\,. \qquad (75)$$

Если указанное неравенство не выполняется, прибор ГК-И не имеет явных признаков нарушения работоспособности и оценка суммарной погрешности незначительно превышают нормированные пределы, то по имеющимся исходным данным строится новая градуировочная характеристика – определяют новое значение коэффициента преобразования по формуле (первая пара данных обычно отбрасывается из-за соизмеримости с МЭД космического фона)

$$K_{гк} = \frac{1}{4}\sum_{i=2}^{5}\frac{\overline{N_i} - \overline{N_ф}}{W_{эi}}\,. \qquad (76)$$

Например, пусть аппаратура ГК-И поступила на калибровку в метрологическую службу с графиком, представленным на рис. 17.

Пусть в табл. 15 занесены, например, следующие пары экспериментальных данных – частоты следования импульсов (верхняя строка – среднее арифметическое показаний аппаратуры в Имп/мин) и эталонное значение МЭД (нижняя строка в мкР/ч) прибора ПРКЛ № 12.

Таблица 15 Исходные данные для построения КФ канала ГК-И.

$\overline{N}_{i-ф}$	3833	7432	11362	15938	41663
$W_{эi}$	5,0	10,0	15,0	20,0	50,0

Средние показания аппаратуры ИГК от космического гамма-фона (без источника Ra-226) уже учтены. Тогда результаты обработки экспериментальных данных могут быть представлены в виде рабочей табл. 16.

Таблица 16 - Результаты измерений и обработки показаний при поверке канала ГК-И.

№	$\overline{N}_{i-ф}$ имп/мин	$\overline{W}_{измi}$, мкР/ч	$W_{эi}$ мкР/ч	$\tilde{\theta}_i$ мкР/ч	$\Delta_{орэi}$ мкР/ч	$\tilde{\theta}_i + \Delta_{орэi}$ мкР/ч	$\Delta_{орi}$ мкР/ч	$П_{кп} = \frac{\Delta_{орi}}{\Delta_{орэi}}$
1	3833	5,11	5,0	-0,11	±0,35	±0,46	±0,75	2,1
2	7432	9,91	10,0	0,09	±0,7	±0,79	±1,5	2,1
3	11362	15,15	15,0	-0,15	±1,05	±1,2	±2,25	2,1
4	15938	21,25	20,0	-1,25	±1,4	±2,65	±3,0	2,1
5	41663	55,55	50,0	-5,55	±3,5	±9,05	±7,5	2,1

В данной таблице по столбцам применены следующие обозначения и формулы для вычисления всех необходимых параметров в процессе обработки результатов измерений:

$\overline{N}_{i-ф} = \overline{N}_i - \overline{N}_ф$ - средние значения выходного сигнала в точках контроля (без фона); $\overline{W}_{измi} = \frac{\overline{N}_{i-ф}}{100}$ - измеренное значение МЭД в точке контроля; $W_{эi}$ - эталонное значение МЭД, воспроизводимое калибровочной установкой в точке контроля; $\Delta_{орi} = 0{,}15 \cdot W_{эi}$ - допускаемая основная абсолютная погрешность аппаратуры ГК; $\Delta_{орiэ}$ - допускаемая основная абсолютная погрешность калибровочной установки в точке контроля.

Показатель качества поверки $П_{кп}$ равен 2,1 (весьма низкий) и в пятой точке контроля аппаратура ГК-И признается негодной, так как 9,05>7,5 и требуется построение новой КФ. Если игнорировать погрешность эталона и признать аппаратуру годной (ведь абсолютная величина поправки -5,55 мкР/ч меньше допуска 7,5 мкР/ч), то на самом деле с какой-то вероятностью она может оказаться негодной.

Вычислим эту вероятность в пятой точке контроля по формуле:

$$P_{Годн5} = (1 - \frac{\left|\tilde{\theta}_5\right| + \Delta_{орэ5} - \Delta_{ор5}}{2 \cdot \Delta_{орэ5}}) \cdot 100\% . \qquad (77)$$

Подставим в эту формулу данные из табл. 14 и этот показатель примет следующее значение:

$$P_{Годн} = (1 - \frac{\left|-5{,}55\right| + 3{,}5 - 7{,}5}{2 \cdot 3{,}5}) \cdot 100 = (1 - 0{,}2214) \cdot 100 = 77{,}86 \approx 78\% .$$

Вид окна обрабатывающей программы для поверки зонда ГК-И представлен на рис. 18.

Таким образом, при низком показателе качества поверки 2,1 достоверность поверки аппаратуры ГК-И в пятой точке контроля остается под сомнением из-за существенной погрешности эталона. Существует вероятность около 22%, что аппаратура ГК-И на самом деле могла бы оказаться негодной.

Если бы допускаемая относительная погрешность эталоны была бы ±1,5%, то показатель качества был бы равен 10. Тогда при той же поправке -5,55 мкР/ч аппаратура была бы признана годной с вероятностью 100%.

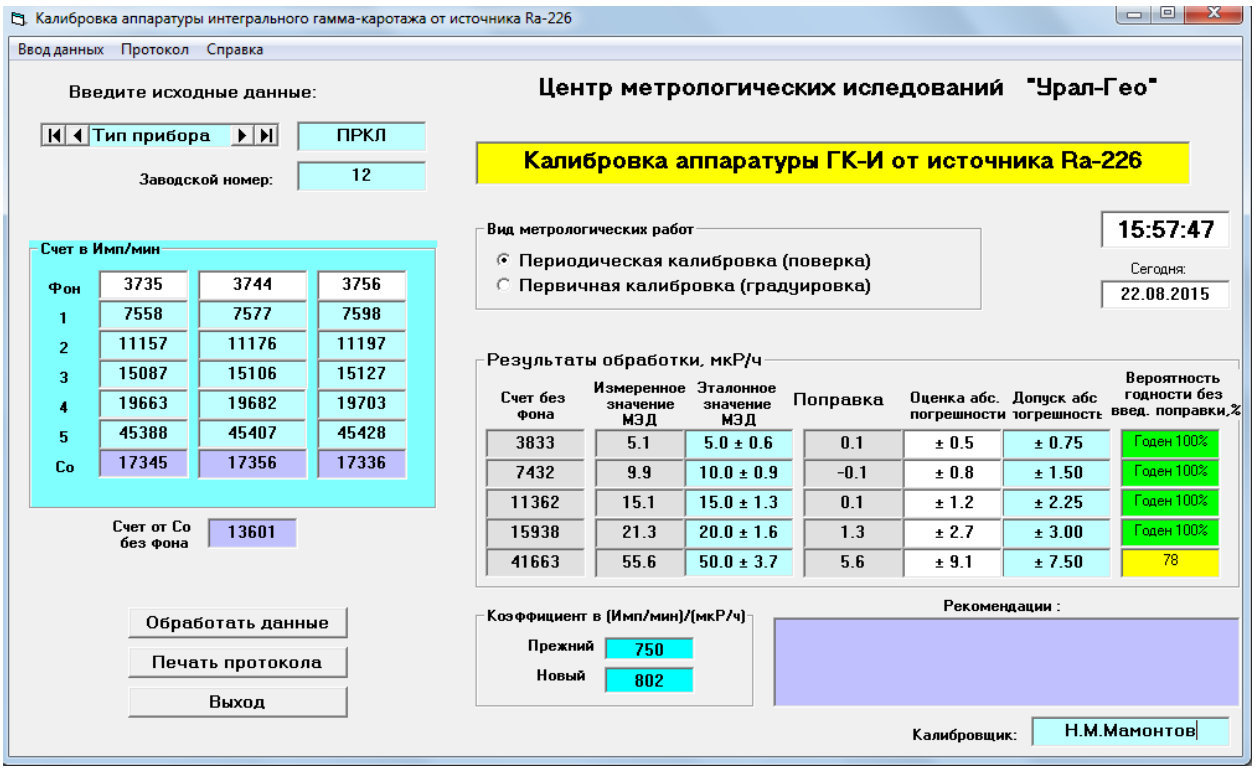


Рис. 18. Вид окна обрабатывающей программы для зонда ГК-И.

Краткие выводы

1. Калибровка и поверка аппаратуры интегрального гамма-каротажа выполняется с использованием одних и тех же эталонных дозиметрических установок на основе ампульного источника гамма-квантов "Радий-226".

2. За оценку погрешности калибровки аппаратуры ГК-И принимается погрешность применяемой дозиметрической установки.

3. Если полученные при калибровке канала ГК-И с действующей КФ поправки превысили нормированный предел ±15% более, чем в 2,5 раза (например, поправка составила +38% от измеренного значения МЭД), то метрологическая служба обязана выполнить отбраковку такой "*рабочей*" аппаратуры и направить её в ремонт для выяснения причины резкого возрастания погрешности (возможно, треснул кристалл или изменились характеристики фотоэлектронного умножителя).

13. Аппаратура нейтронного каротажа

13.1 Эталоны единиц коэффициента общей пористости

В качестве основного измеряемого параметра для аппаратуры стационарного нейтронного каротажа (далее также НК) принят коэффициент общей пористости $K_{по}$ водонасыщенных (или нефтенасыщенных) песчаных (или кальцитовых, или доломитовых) горных пород, пересечённых скважиной заданного диаметра, заполненной водой с нулевой минерализацией. Он измеряется в диапазоне от 1 до 40% с основной допускаемой абсолютной погрешностью $\pm(0{,}9+0{,}02\cdot K_п)$%. Слово "общей" свидетельствует о том, что поровое пространство полностью заполнено только водой (слово "водонасыщенных" также указывает на это) или только нефтью (или только газом).

Коэффициент общей пористости нефтенасыщенной или газонасыщенной песчаной или кальцитовой породы также является измеряемым параметром. В этом случае строятся соответствующие КФ. При измерениях в реальных скважинах, когда условия измерений совпадают с условиями калибровки, не требуется введение каких-либо поправок в показания аппаратуры НК. В этом случае выбирают из семейства КФ только ту, которая близка к реальным скважинным условиям измерений.

Для калибровки аппаратуры НК применяют СО свойств и состава (эталонные модели пластов) песчаных, кальцитовых и доломитовых горных пород, пересеченных скважиной, монолитного, рис. 19, и насыпного типа, рис. 20.

Характеристики государственных СО (ГСО) пористости и плотности пород, пересеченных скважиной, хранящихся в Центре метрологических исследований "Урал-Гео" в виде эталонных моделей пластов, приведены в табл. 17.

а б

Рис. 19. Стандартные образцы свойств и состава кальцитовых пород, пересеченных скважиной, монолитного типа: а) цилиндрический блок мрамора $К_п$=0,8%; б) блоки известняка $К_п$=14%

а б

Рис. 20. Стандартные образцы свойств и состава (модели пластов) кальцитовых пород, пересеченных скважиной, насыпного типа:
а) однофракционного состава; б) двухфракционного состава

Таблица 17 Характеристики ГСО плотности пористых пород, пересеченных скважиной

Тип СО, состав скелета и порового пространства	Коэффициент пористости, %	Плотность, кг/м^3	Диаметр скважины, мм
ГСО-П-0,0%-2651-216 Монолитный кварцевый блок	0,0+0,1	2651±5	216±1
ГСО-ПВ-16,6%-2376-120-155-216-295 Песчаник однофракционный водонасыщенный	16,6±0,2	2376±6	120±1; 155±1; 216±1; 295±1
ГСО-ПВ-32,5%-2118-120-155-216-295 Песчаник однофракционный водонасыщенный	32,5±0,2	2118±5	120±1; 155±1; 216±1; 295±1
ГСО-ПВМ150-16,0%-2395-216 Песчаник двухфракционный водонасыщенный с минерализацией 150 г/л	16,0±0,2	2395±6	216±1
ГСО-ПВМ150-32,7%-2139-216 Песчаник однофракционный водонасыщенный с минерализацией 150 г/л	32,7±0,2	2139±5	216±1
ГСО-ПГ-17,0%-2200-216 Песчаник двухфракционный газонасыщенный	17,0±0,2	2200±6	216±1
ГСО-ПГ 34,5%-1745-216 Песчаник однофракционный газонасыщенный	34,2±0,2	1745±5	216±1
ГСО-КВ-0,8%-2696-124 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8±0,2	2696±5	124±1
ГСО-КВ-0,8%-2696-156 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8±0,2	2696±5	156±1
ГСО-КВ-0,8%-2696-216 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8±0,2	2696±5	216±1
ГСО-КВ-15,9%-2437-124-156-216 Кальцит двухфракционный водонасыщенный	15,9±0,2	2437±6	124±1; 156±1; 216±1
ГСО-КВ-35,2%-2107-124-156-216 Кальцит однофракционный водонасыщенный	35,2±0,2	2107±5	124±1; 156±1; 216±1

В 1980 г. в СССР были приняты следующие нормальных условия калибровки аппаратуры НК для геологоразведочных скважин: минералогический состав пласта – кальцит ($CaCO_3$); диаметр скважины – (196±1) мм; хлоросодержание в пласте и в скважине – 0 г/л; температура воды в скважине – (20±1) ^{o}C. В настоящее время за нормальное значение принят диаметр (216±1) мм, соответствующий номинальному диаметру скважин эксплуатационного бурения.

13.2 Калибровка канала НК

При построении основной КФ аппаратуры НК в нормальных условиях часто применяют эталонные модели карбонатных пластов. На нефтегазовых месторождениях Западной Сибири, в основном, песчано-глинистый разрез. Поэтому здесь целесообразно применять в качестве основной КФ, построенной с использованием СО пористости чистых песчаных пластов.

Геофизические компании используют семейство КФ, построенных отдельно для песчаных, кальцитовых и доломитовых пород, при разном насыщении пласта (вода, нефть, газ) для каждого из номинальных диаметров скважины (124; 155; 196; 216 и 295 мм). В зависимости от условий измерений из существующего семейства КФ, построенных заранее, можно выбирать характеристику, наиболее подходящую для конкретных геолого-технических условий измерений в скважинах. Сначала в процессе скважинных измерений регистрируют выходной сигнал аппаратуры по одному (НГК) или двум (ННК-Т и ННК-НТ) зондам. Затем уточняют минералогический состав и насыщение каждого конкретного исследуемого пласта. Выбирают ту КФ, которая ближе всего соответствует условиям выполненных измерений коэффициента общей пористости пласта. Такой подход сводит к минимуму количество операций, связанных с коррекцией первоначально измеренного значения K_n путем введения поправок.

Однако делаются попытки записи кажущихся значений коэффициента общей пористости аппаратурой НК с использованием стандартной (номинальной) КФ, построенной для нормальных условий кальцитового водонасыщенного пласта, пересеченного скважиной диаметром 196 мм, в ущерб требуемых показателей точности. Такой подход требует высочайшей стандартности и стабильности измерительных каналов аппаратуры НК, что на практике не наблюдается из-за изменений характеристик счетчиков нейтронов и гамма-квантов и

электронных компонентов аппаратуры во времени. Кроме того, требуются стандартные корректирующие функции всех наиболее существенных влияющих факторов (диаметра скважины, глинистой корки, хлоросодержания в пласте и в скважине, химического состава скелета, глинистости, температуры) применительно к условиям продуктивных коллекторов конкретного месторождения. Но такие обоснованные методики также отсутствуют.

В любом случае метрологические службы геофизических предприятий стремятся иметь собственные эталоны для выполнения калибровки аппаратуры НК после её ремонта. Но контроль стабильности построенной КФ (поверку аппаратуры НК) все же целесообразно выполнять с помощью имитаторов пористости, "привязанных" к этой индивидуальной характеристике аппаратуры после ее градуировки в СО пористого пласта. Использование имитаторов пористости вместо СО при поверке аппаратуры НК позволяет увеличить ресурс дорогостоящих эталонов в виде моделей пористого пласта, пересеченного скважиной.

При отсутствии таких собственных эталонов (СО пористого пласта) метрологическая служба предприятия иногда предпринимает попытку выполнять калибровку аппаратуры НК на основе измерений в имитаторах пористости. В этом случае ее реальная погрешность может превышать допускаемые значения более чем в 3 раза.

КФ аппаратуры НК представляет собой зависимость коэффициента общей пористости от относительного выходного сигнала в виде таблицы, графика или формулы. Обычно в обрабатывающих метрологических программах используются все три формы представления КФ.

Вид рабочего окна такой обрабатывающей метрологической программы для зонда ННК-Т представлен на рис. 22.

В аналитическом виде КФ аппаратуры ННК-Т представляет собой функцию либо параболическую, либо линейную:

$$K_{оп} = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2 \qquad (78)$$

$$K_{оп} = A + B \cdot \alpha \ , \qquad (79)$$

где $\alpha = \dfrac{\overline{N}_{м} \cdot \overline{N}_{бв}}{\overline{N}_{б} \cdot \overline{N}_{мв}}$ – отношение выходного сигнала по малому и большому зондам, приведенному к отношению показаний по этим же зондам в воде; A, B и C – коэффициенты полинома.

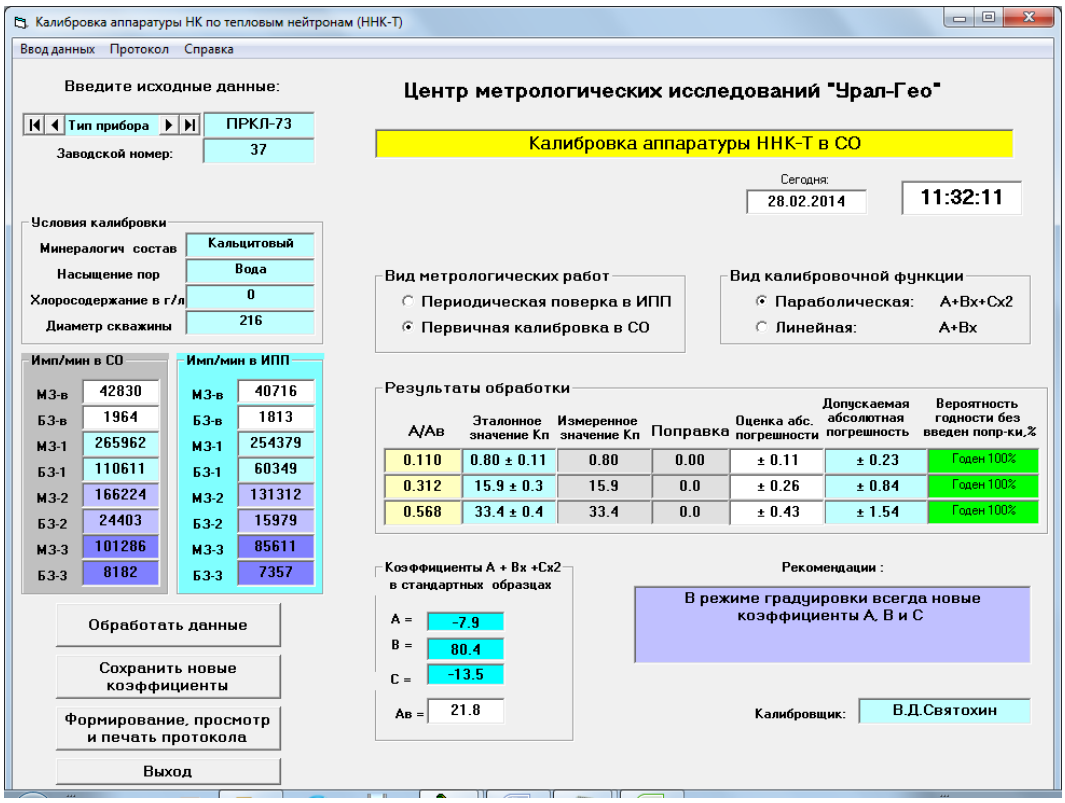


Рис. 22. Вид рабочего окна обрабатывающей программы для зонда ННК-Т.

График функции такой КФ не проходит через начало координат, так как при отсутствии пор (или водорода в порах) быстрые нейтроны замедляются на ядрах атомов химических элементов твердой фазы пласта и импульсы электрического тока на выходе аппаратуры всегда присутствуют.

Калибровку аппаратуры типа ПРК-Л, СРК-73, РК-5-76, СРК-1, РКС-3м по каналу ННК-Т с использованием трех СО кальцитовых (или песчаных, или доломитовых) пластов, пересеченных скважиной диаметром 216 мм, выполняют алгебраическим способом в следующей последовательности:

- погружают зонд в емкость с питьевой водой, выполняют измерения частоты следования импульсов (скоростей счета) по малому и большому зондам не менее пяти раз и определяют средние значения $\overline{N}_{мв}$ и $\overline{N}_{бв}$;

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

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

- погружают поочередно зонд в скважины эталонов СО-КВ-0,8%-2696-216, СО-КВ-15,9%-2437-216 и СО-КВ-35,2%-2107-216, каждый раз выполняя измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам не менее 5 раз;

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

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

$$\overline{\alpha}_1 = \frac{\overline{N}_{м1}}{\overline{N}_{б1}}; \quad \overline{\alpha}_2 = \frac{\overline{N}_{м15}}{\overline{N}_{б15}}; \quad \overline{\alpha}_3 = \frac{\overline{N}_{м35}}{\overline{N}_{б35}}; \qquad (80)$$

- определяют параметр α_i (относительный выходной сигнал) путём деления отношения сигналов по малому и большому зондам в моделях пластов на отношение сигналов по малому и большому зондам в воде

$$\alpha_1 = \frac{\overline{\alpha}_1}{\overline{\alpha}_в}; \quad \alpha_2 = \frac{\overline{\alpha}_2}{\overline{\alpha}_в}; \quad \alpha_3 = \frac{\overline{\alpha}_3}{\overline{\alpha}_в}; \qquad (81)$$

- составляют систему уравнений по известным K_{ni} и α_i

$$\begin{aligned} K_{n1} &= A + B \cdot \alpha_1 + C \cdot \alpha_1^2 \\ K_{n2} &= A + B \cdot \alpha_2 + C \cdot \alpha_2^2 \\ K_{n3} &= A + B \cdot \alpha_3 + C \cdot \alpha_3^2 \end{aligned}; \qquad (82)$$

- решают систему уравнений относительно коэффициентов *A*, *B* и *C*, что завершает процесс построения КФ в виде полинома второй степени.

Систему уравнений решают методом последовательного исключения переменных и получают следующие формулы для вычисления коэффициентов *A*, *B* и *C*:

$$C = \frac{K_{n3} - K_{n2} - (K_{n2} - K_{n1}) \cdot (\alpha_3 - \alpha_2)/(\alpha_2 - \alpha_1)}{(\alpha_3 - \alpha_1) \cdot (\alpha_3 - \alpha_2)}; \qquad (83)$$

$$B = \frac{K_{n2} - K_{n1}}{\alpha_2 - \alpha_1} - (\alpha_2 + \alpha_1) \cdot C; \qquad (84)$$

$$A = K_{n3} - \alpha_3 \cdot B - \alpha_3^2 \cdot C. \qquad (85)$$

Поскольку система состоит из трех уравнений содержит три неизвестных *A*, *B* и *C*, то она решается одним из любых алгебраических способов и метод наименьших квадратов не требуется.

Если в обрабатывающей программе (рис. 20) переключатель вида КФ установлен на "*линейная*", то КФ будет построена в виде $K_n = A + B \cdot \alpha$. Коэффициенты *A* и *B* определяем методом наименьших квадратов по формулам:

$$B = \frac{3\sum \alpha_i \cdot K_{ni} - \sum \alpha_i \cdot \sum K_{ni}}{3\sum \alpha_i^2 - \sum \alpha_i \cdot \sum \alpha_i}; \qquad (86)$$

$$A = \frac{1}{3} \cdot (\sum K_{ni} - B \cdot \sum \alpha_i). \qquad (87)$$

Рассмотрим числовой пример построения КФ аппаратуры ПРКЛ-73 по каналу ННК-Т.

Для упрощения опустим преобразования скоростей счета по каналам в относительный параметр *a* и примем исходные данные из рис. 22.

Пусть в табл. 18 занесены эти исходные данные для построения КФ аппаратуры ПРКЛ-73, например, следующие пары экспериментальных данных.

Таблица 18 исходные данные для построения КФ аппаратуры ПРКЛ-73

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

Определим коэффициенты *A*, *B* и *C* функции преобразования, подставив исходные данные в формулы 83, 84 и 85.

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

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

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

Если в обрабатывающей программе (рис. 20) переключатель указывает на линейную КФ, то коэффициент C приравнивается к нулю, коэффициенты A и B КФ $K_n = A + B \cdot \alpha$ находим методом наименьших квадратов.

Сначала вычислим все суммы, входящие в формулы 53 и 54.

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

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

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

$$\sum \alpha_i^2 = 0{,}1103^2 + 0{,}3124^2 + 0{,}5677^2 = 0{,}0121661 + 0{,}09759376 + 0{,}32228329 = 0{,}4320431$$

Подставим полученные данные в формулы 53 и 54.

$$B = \frac{25{,}03844 - \frac{1}{3} \cdot 0{,}9904 \cdot 51{,}9}{0{,}43204314 - \frac{1}{3} \cdot 0{,}9904 \cdot 0{,}9904} = \frac{25{,}03844 - 17{,}13392}{0{,}43204314 - 0{,}3269645} = \frac{7{,}90452}{0{,}1050791} = 75{,}2245$$

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

Графики полученных параболической и линейной КФ, построенные с использованием программы EXCEL, представлены на рис. 23.

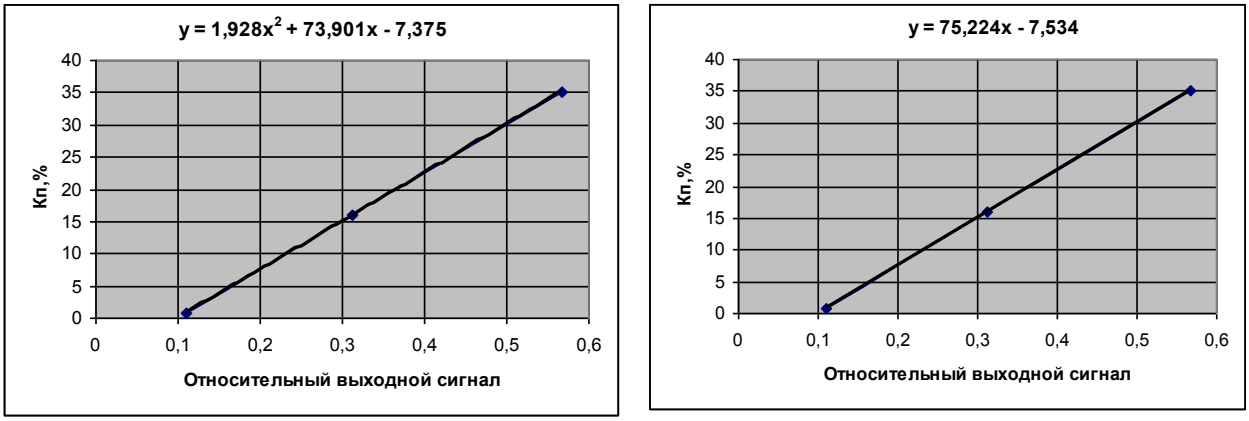


Рис. 23. Графики КФ аппаратуры ПРК-Л-73.

Из рис. 23 видно, что коэффициенты A в параболической и линейной функции отличается всего на 0,16% (в процентах потому, что он соответствует коэффициенту пористости в абсолютных единицах

при $\alpha = 0$), а коэффициент B – менее, чем на 1,3%. Значит КФ этой аппаратуры действительно близка к линейной.

Числовые значения коэффициентов КФ, вычисляемые обрабатывающей программой и программой EXCEL, могут незначительно отличаться в результате округлений исходных данных.

В процесс калибровки аппаратуры НК с использованием СО входит обязательная процедура калибровки имитаторов пористости, с помощью которых в дальнейшем будет осуществляться поверка - подтверждение стабильности построенной КФ во времени.

Измерения аппаратурой НК в имитаторах пористости выполняют сразу же после измерений в воде и в СО с тем же источником нейтронов в следующей последовательности:

1) вставляют зонд НК в центральный цилиндр комплекта имитаторов (например, КИП-НК-73) и погружают его в емкость с водой до уровня нижней полосы на корпусе устройства;

2) выполняют не менее пяти раз измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\overline{N}_{м1}$ и $\overline{N}_{б1}$;

3) погружают имитатор в воду до уровня второй (средней) полосы на его корпусе, выполняют измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\overline{N}_{м2}$ и $\overline{N}_{б2}$;

4) погружают имитатор в воду до уровня третьей (верхней) полосы на его корпусе, выполняют измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\overline{N}_{м3}$ и $\overline{N}_{б3}$;

6) определяют отношение сигналов по большому и малому зондам по формулам

$$\overline{\alpha}_1 = \frac{\overline{N}_{м1}}{\overline{N}_{б1}}; \quad \overline{\alpha}_2 = \frac{\overline{N}_{м2}}{\overline{N}_{б2}}; \quad \overline{\alpha}_3 = \frac{\overline{N}_{м3}}{\overline{N}_{б3}}; \tag{88}$$

7) определяют параметр α по формулам

$$\alpha_{1ИПП} = \frac{\overline{\alpha}_1}{\overline{\alpha}_в}; \; \alpha_{2ИПП} = \frac{\overline{\alpha}_2}{\overline{\alpha}_в}; \; \alpha_{3ИПП} = \frac{\overline{\alpha}_3}{\overline{\alpha}_в}. \tag{89}$$

Используя построенную КФ аппаратуры НК, определяют значения коэффициента пористости $\overline{K}_{п1ИПП}$, $\overline{K}_{п2ИПП}$, $\overline{K}_{п3ИПП}$.

Если калибровка выполнена по обрабатывающей программе, то полученные значения коэффициентов A, B и C и имитируемые значения коэффициента водонасыщенной пористости $\overline{K}_{n1ИПП}$, $\overline{K}_{n2ИПП}$, $\overline{K}_{n3ИПП}$ запоминаются в специальном INI-файле для их хранения и дальнейшего использования в процессе поверки конкретного экземпляра аппаратуры НК.

Кроме того, программа формирует протокол калибровки в виде электронной таблицы, содержащий два листа – собственно протокол с таблицами и коэффициентами КФ и отдельно ее график с представлением аналитического вида функции, рис. 24.

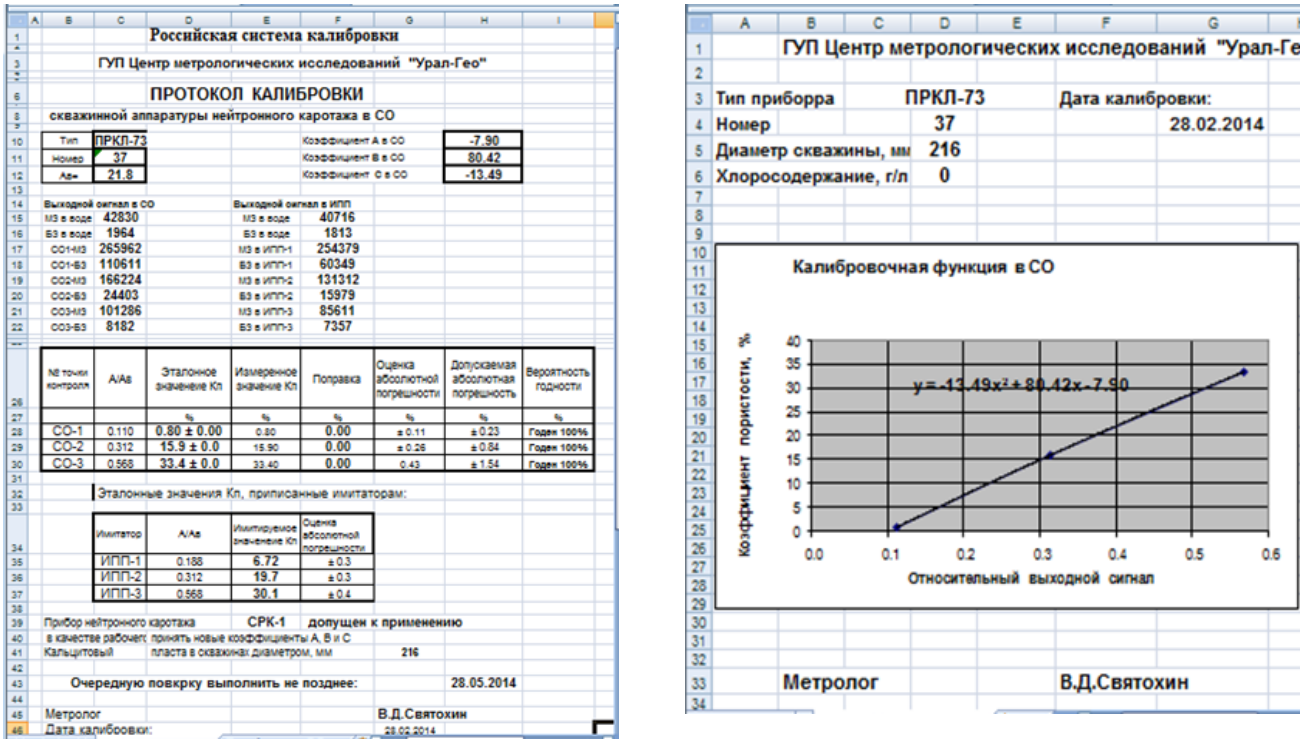


Рис. 24. Вид протокола калибровки аппаратуры НК.

Если обработка выполнялась вручную, то необходимо зафиксировать все необходимые данные в протоколе произвольной формы.

Подпись метролога-калибровщика, подтверждающая достоверность представленных в протоколе данных, обязательна, указывается также дата проведения калибровки.

В протоколе калибровки хранится вся первичная информация о выходных сигналах по обоим каналам аппаратуры при измерениях в воде, в СО и в имитаторах.

Также хранятся результаты вычислений относительного выходного сигнала, эталонные (в СО) и имитируемые (в ИПП) значения K_n,

оцененные и допускаемые погрешности. В режиме калибровки протоколируются погрешности, приписанные примененным эталонам, и погрешности аппроксимации, если выбрана линейная функция преобразования.

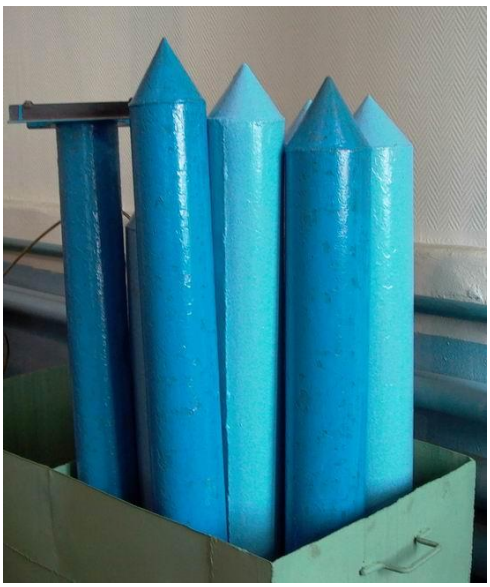
Таким образом, калибровка аппаратуры НК документируется протоколом калибровки и "Сертификатом калибровки". Заключение о годности аппаратуры НК к применению по назначению (подтверждение соответствия) по результатам калибровки не делается.

13.3 Поверка канала НК

Поверочная схема для скважинных СИ коэффициента общей пористости водонасыщенной горной породы отражает планируемую прослеживаемость единицы K_n к государственным эталонам России и приведена в приложении 5.

Она содержит 4 поля и три ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем. Весы, гири и мерники необходимы для определения методом косвенных измерений $K_{по}$ комплекта СО общей пористости водонасыщенной горной породы, пересечённой скважиной номинального диаметра (216 мм), выполненных в виде монолитных или насыпных моделей пластов. Эти СО расположены на поле "*Исходных эталонов*". Исходные СО служат для калибровки рабочих СО $K_{по}$ и имитаторов пористого пласта, расположенных на поле "*Рабочих эталонов*", методом сличения при помощи компаратора. Они могут использоваться также для калибровки аппаратуры НК повышенной точности. Рабочая аппаратура НК калибруется с использованием рабочих эталонов K_n, а поверяется с помощью имитаторов K_n.

Периодическая поверка обычно осуществляется с использованием имитатора пористости, калиброванного в условиях кальцитового водонасыщенного пласта, пересечённого скважиной диаметром 216 мм (в этом случае годность аппаратуры подтверждается по всем КФ). Применяют комплект имитаторов пористости, позволяющих имитировать коэффициент пористости в диапазоне от 1 до 40% с основной допускаемой абсолютной погрешностью $\pm(0{,}5+0{,}01\cdot K_n)$%, рис. 21.
Комплект имитаторов КИП-НК-90 (КИП-НК-73) представляет собой устройство в виде трех коаксиально расположенных тонкостенных стальных стаканов, погружаемое вместе с зондом НК в емкость с водопроводной водой.



а б

Рис. 21. Имитаторы пористости:
а) КИП-НК-90 и КИП-НК-60; б) ИПП.

Устройство сначала погружается до нижней отметки (первая точка контроля), затем до средней отметки (вторая точка контроля) и до верхней отметки (третья точка контроля). Для имитации разной пористости для аппаратуры НК необходимо, чтобы вода через отверстия в стаканах в области второй и третьей отметок последовательно попадала в пространство между стаканами, вытесняя воздух. По окончании калибровки воду из стаканов имитатора выливают в ту же емкость и готовят имитатор для повторного использования.

Другие имитаторы пористого пласта типа ИПП представляют собой три отдельных герметичных цилиндрических стакана.

Периодическую поверку аппаратуры НК выполняют отдельно для каждого из зондов НГК, ННК-Т и ННК-НТ в следующей последовательности:

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

2) определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в воде по формуле

$$\overline{\alpha}_{в} = \frac{\overline{N}_{мв}}{\overline{N}_{бв}}; \qquad (90)$$

3) погружают зонд с комплектом имитаторов в емкость с водой точно так же, как и при калибровке аппаратуры НК в СО;

4) выполняют многократные измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам в имитаторах, определяют средние значения $\overline{N}_{м1}, \overline{N}_{м2}, \overline{N}_{м3}$ и $\overline{N}_{б1}, \overline{N}_{б2}, \overline{N}_{б3}$ и находят относительные выходные сигналы по следующим формулам:

$$\overline{\alpha}_1 = \frac{\overline{N}_{м1}}{\overline{N}_{б1}}; \quad \overline{\alpha}_2 = \frac{\overline{N}_{м2}}{\overline{N}_{б2}}; \quad \overline{\alpha}_3 = \frac{\overline{N}_{м3}}{\overline{N}_{б3}}; \qquad (91)$$

5) определяют параметр α по следующим формулам:

$$\alpha_{1ИПП} = \frac{\overline{\alpha}_1}{\overline{\alpha}_в}; \; \alpha_{2ИПП} = \frac{\overline{\alpha}_2}{\overline{\alpha}_в}; \; \alpha_{3ИПП} = \frac{\overline{\alpha}_3}{\overline{\alpha}_в}. \qquad (92)$$

На рис. 25 показан вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме периодической поверки аппаратуры НК в ИПП.

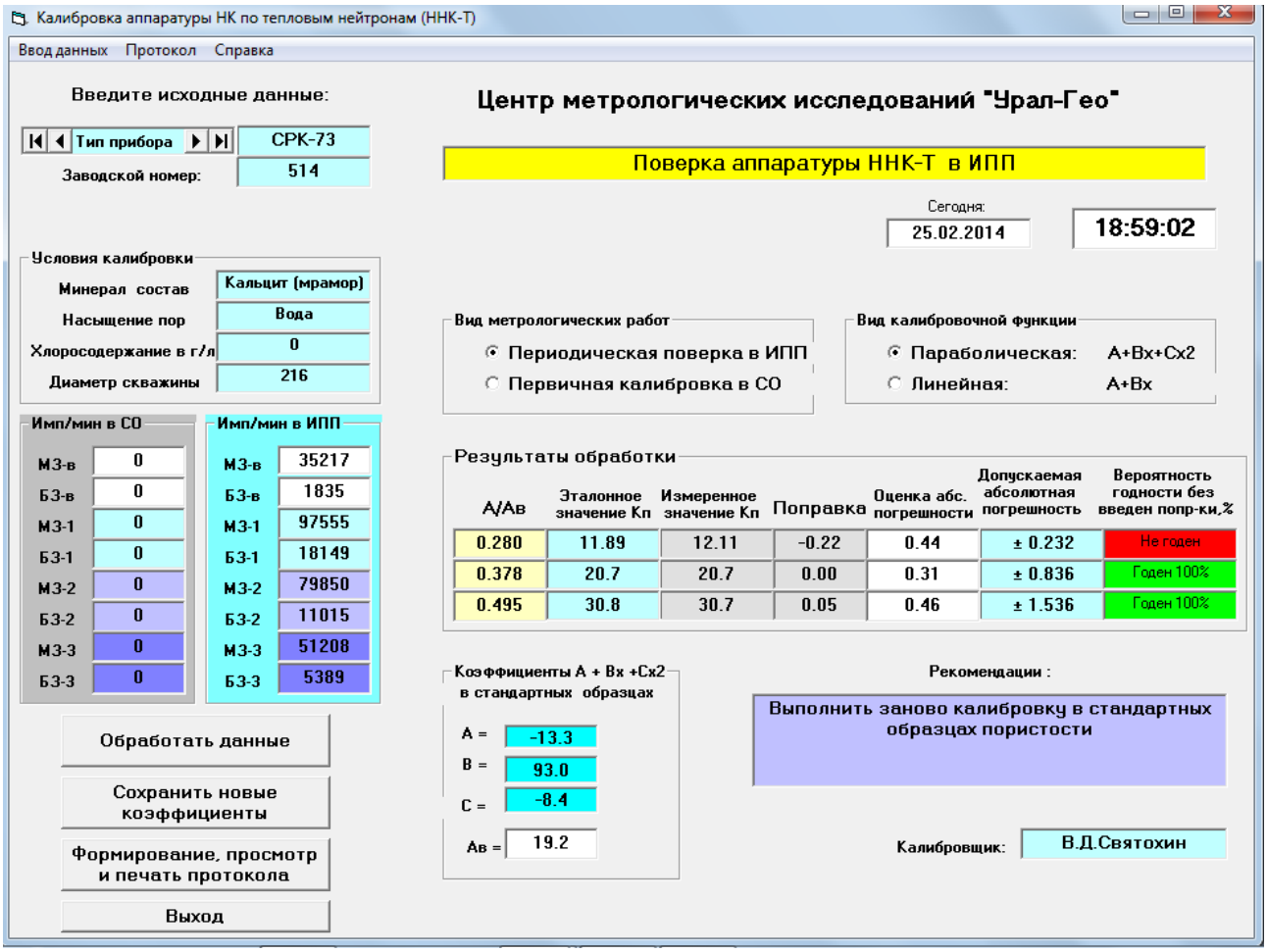


Рис. 25. Вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме поверки аппаратуры НК в ИПП.

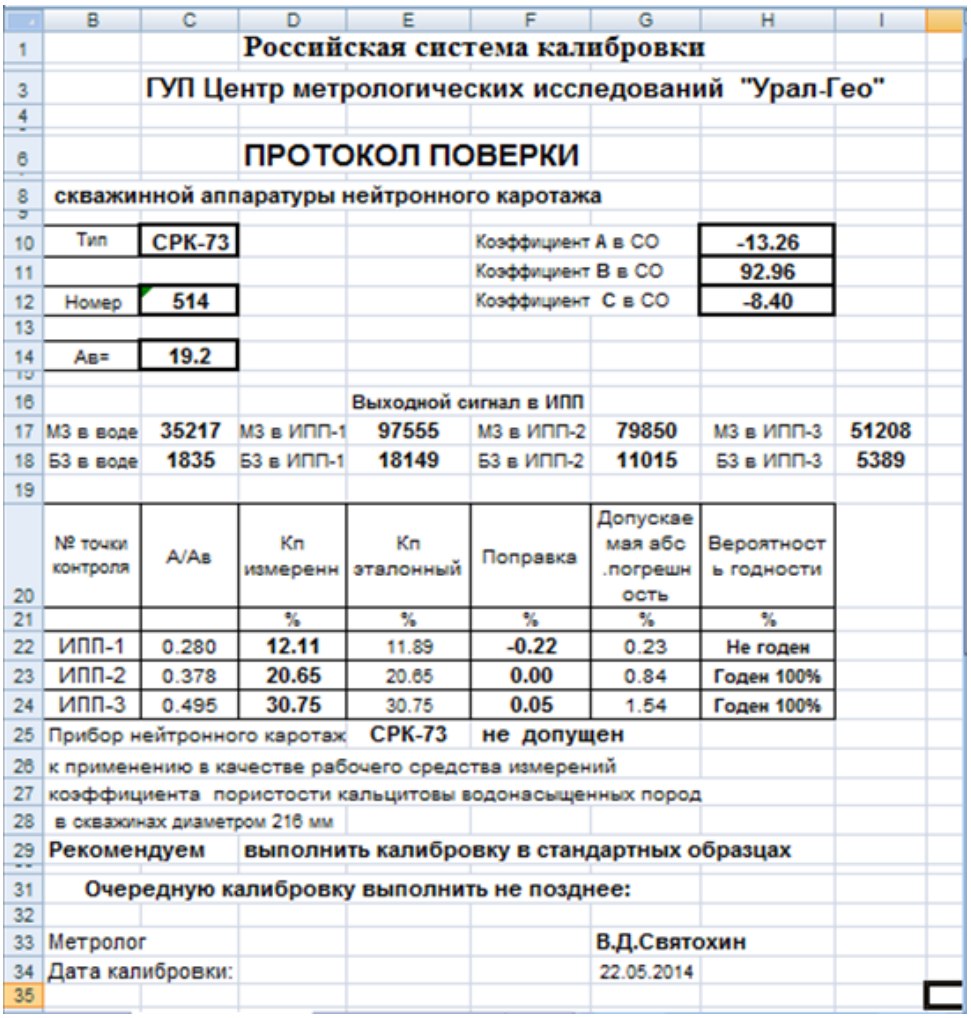
При вводе исходных данных записываются счета по малому и большому зондам только при измерениях в воде и в ИПП. В качестве эталонных значений K_n уже используются не значения коэффициента пористости СО, а имитируемые значения, ранее приписанные ИПП на этапе калибровки.

При поверке используется ранее построенная КФ аппаратуры НК. По ней определяются измеренные значения коэффициента пористости по показаниям аппаратуры в ИПП - $\overline{K}_{n1}$, $\overline{K}_{n2}$, $\overline{K}_{n3}$.

Поправки $\tilde{\theta}_i$ к показаниям аппаратуры НК в каждой точке контроля определяют по формулам:

$$\tilde{\theta}_1 = \overline{K}_{nэ1} - K_{n1};\ \tilde{\theta}_2 = \overline{K}_{nэ2} - K_{n2};\ \tilde{\theta}_3 = \overline{K}_{nэ3} - K_{n3} \qquad (93)$$

На рис. 26 приведен вид протокола периодической поверки аппаратуры НК, сформированного обрабатывающей программой в таблице EXCEL.



	B	C	D	E	F	G	H	I
1			Российская система калибровки					
3		ГУП Центр метрологических исследований "Урал-Гео"						
6			ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ					
8	скважинной аппаратуры нейтронного каротажа							
10	Тип	СРК-73			Коэффициент А в СО		-13.26	
11					Коэффициент В в СО		92.96	
12	Номер	514			Коэффициент С в СО		-8.40	
14	Ав=	19.2						
16				Выходной сигнал в ИПП				
17	МЗ в воде	35217	МЗ в ИПП-1	97555	МЗ в ИПП-2	79850	МЗ в ИПП-3	51208
18	БЗ в воде	1835	БЗ в ИПП-1	18149	БЗ в ИПП-2	11015	БЗ в ИПП-3	5389
20	№ точки контроля	А/Ав	Кп измеренн	Кп эталонный	Поправка	Допускаемая абс .погрешность	Вероятность годности	
21			%	%	%	%	%	
22	ИПП-1	0.280	12.11	11.89	-0.22	0.23	Не годен	
23	ИПП-2	0.378	20.65	20.65	0.00	0.84	Годен 100%	
24	ИПП-3	0.495	30.75	30.75	0.05	1.54	Годен 100%	
25	Прибор нейтронного каротаж			СРК-73	не допущен			
26	к применению в качестве рабочего средства измерений							
27	коэффициента пористости кальцитовы водонасыщенных пород							
28	в скважинах диаметром 216 мм							
29	Рекомендуем		выполнить калибровку в стандартных образцах					
31	Очередную калибровку выполнить не позднее:							
33	Метролог					В.Д.Святохин		
34	Дата калибровки:					22.05.2014		

Рис. 26. Вид протокола периодической поверки аппаратуры НК.

Аппаратура НК признается годной к применению с вероятностью 1, если выполняются неравенства

$$\left|\tilde{\theta}_1\right| + \left|\Delta_{ор э1}\right| \le \left|\Delta_{ор1}\right|; \quad \left|\tilde{\theta}_2\right| + \left|\Delta_{ор э2}\right| \le \left|\Delta_{ор2}\right|; \quad \left|\tilde{\theta}_3\right| + \left|\Delta_{ор э3}\right| \le \left|\Delta_{ор3}\right|. \qquad (94)$$

Допускаемую основную абсолютную погрешность аппаратуры НК вычисляют по формуле:

$$\Delta_{орi} = \pm(0{,}9 + 0{,}02 \cdot K_{пэi}). \qquad (95)$$

В табл. 19 приведен числовой пример заполнения результирующих данных из протокола поверки аппаратуры ПРК-Л-73 по каналу ННК-Т с использованием комплекта имитаторов пористости КИП-НК-73, воспроизводящих следующие эталонные значения коэффициента водонасыщенной пористости кальцитовых горных пород, пересеченных скважиной диаметром 216 мм: 6,6±0,4%; 19,9±0,4%; 31,4±0,4%.

Таблица 19 Результаты обработки данных при поверке аппаратуры НК.

№ точки контроля	$A/A_в$	Измеренное значение $K_п$	Эталонное значение $K_п$	Поправка	Допускаемая абс. погр. имитатора	Сумма поправки и погр. имитатора.	Допуск. абс. погрешность аппаратуры НК	Показатель качества поверки
		%	%	%	%	%	%	
ИПП-1	0,189	6,64	6,57	-0,07	±0,4	±0,47	±1,11	2,8
ИПП-2	0,375	20,63	19,93	-0,7	±0,4	±1,3	±1,34	3,4
ИПП-3	0,534	32,64	31,44	-1,2	±0,4	±1,6	±1,53	3,8

При измерениях в третьем имитаторе условия годности аппаратуры НК не выполняются (1,6 > 1,53), требуется построить новую КФ с использованием СО пористости.

Краткие выводы:

1. Калибровку у аппаратуры НК выполняют с помощью СО пористости пластов, пересеченных скважиной, а поверку – с помощью имитаторов пористого пласта. Передавать единицу коэффициента общей пористости аппаратуре НК от имитаторов не рекомендуется вследствие высокой вероятности возникновения грубых неконтролируемых погрешностей измерений в скважинах.

2. Качество поверки аппаратуры НК - среднее, ее показатель (отношение пределов погрешностей аппаратуры и эталона) около 3, так как имитаторам пористости единица передается через поверяемую аппаратуру.

3. За погрешность калибровки аппаратуры НК принимается погрешность применяемых СО пористости.

4. Отбраковку аппаратуры в процессе поверки и отправку её в ремонт выполняют при условии, если при поверке полученные поправки превысили допускаемую погрешность аппаратуры НК в какой-либо точке контроля более чем в 2,5 раза.

5. При оказании геофизических услуг нефтяным компаниям отсутствие СО пористых пластов непосредственно на геофизическом предприятии не даёт ему основания для продолжения измерений аппаратурой НК, признанной по результатам поверки с использованием имитаторов негодной.

14. Аппаратура плотностного гамма-гамма-каротажа

14.1 Эталоны единиц плотности вещества

При выполнении измерений аппаратурой плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК-П) в качестве измеряемой величины принята объемная плотность (или просто – плотность) горных пород в диапазоне от 2000 до 3000 кг/м^3 с допускаемой основной абсолютной погрешностью ±50 кг/м^3.

При взаимодействии с веществом гамма-кванты рассеиваются на электронных оболочках атомов химических элементов с потерей энергии. Поэтому по принципу действия количество зарегистрированных аппаратурой ГГК-П гамма-квантов обратно пропорционально так называемой "электронной плотности" вещества, то есть зависит от количества электронов на электронных оболочках атомов химических элементов.

По отношению атомного номера к атомной массе водород резко отличается от других элементов. Поэтому целесообразно устанавливать связь выходного сигналы аппаратуры ГГК-П с плотностью пористого пласта, насыщенного водой, нефтью или газом, что позволяет сразу учесть аномальные свойства водородосодержащего вещества в общем объёме горной породы.

Аппаратура плотностного ГГК также как и аппаратура НК относится к группе СИ, для которых при калибровке и поверке используются разные эталоны плотности породы.

Для калибровки аппаратуры ГГК-П методом прямых измерений применяют комплект СО плотности пористых горных пород, пересечённых скважиной диаметром 216 мм. Фотографии внешнего вида этих СО показаны на рис. 19 и 20.

Для построения дополнительных КФ одной и той же аппаратуры ГГК-П используются СО плотности пласта, пересечённого скважиной другого диаметра.

Основные технические характеристики СО пористости и плотности кальцитовых пород, пересеченных скважиной, приведены в табл. 20.

Таблица 20 Основные технические характеристики СО плотности пористой кальцитовой породы, пересеченной скважиной.

Название, тип, структура и размеры СО плотности пористого пласта	Воспроизводимое значение плотности, кг/м^3	Диаметр скважины, мм
1 Стандартный образец плотности пористой кальцитовой породы **ГСО-КВ-35,2%-2107-124-156-216** (модель кальцитового водонасыщенного пласта насыпного типа; три имитатора скважины (дюралюминиевая труба толщиной 2 мм) диаметром 124, 156 и 216 мм; диаметр корпуса 2,0 м, высота 2,0 м)	2107 ± 5	216 ± 1 156 ± 1 124 ± 1
2 Стандартный образец плотности пористой кальцитовой породы **ГСО-КВ-16,6%-2376-124-156-216** (модель кальцитового водонасыщенного пласта насыпного типа; три имитатора скважины (дюралюминиевая труба толщиной 2 мм) диаметром 124, 156 и 216 мм; диаметр корпуса 2,0 м, высота 2,0 м)	2376 ± 5	216 ± 1 156 ± 1 124 ± 1
3 Стандартный образец плотности пористой кальцитовой кальцитовых породы **ГСО-КВ-0,8%-2696-124** (монолитный мраморный блок диаметром 1,2 м и высотой 1,5 м)	2696±2	124 ± 1
4 Стандартный образец плотности пористой кальцитовой породы **ГСО-КВ-0,8%-2696-156** (монолитный мраморный блок диаметром 1,2 м и высотой 1,5 м)	2696±2	156 ± 1
5 Стандартный образец плотности пористой кальцитовой породы **ГСО-КВ-0,8%-2696-216** (монолитный мраморный блок диаметром 1,2 м и высотой 1,5 м)	2696±2	216 ± 1

КФ в общем случае представляет собой логарифмическую функцию следующего вида:

$$\sigma = A + B \cdot \ln(\frac{\alpha}{\alpha_A}), \qquad (96)$$

где $\alpha = \frac{N_м}{N_б}$ – отношение выходного сигнала по малому и большому зондам; α_A - относительный выходной сигнал аппаратуры при измерениях в образце известной плотности *A* (либо в воде, либо в СО плотности пористого пласта).

Реже КФ выражают полиномом второй степени:

$$\sigma = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2, \qquad (97)$$

где $\alpha = \frac{\overline{N}_м \cdot \overline{N}_{бв}}{\overline{N}_б \cdot \overline{N}_{мв}}$ – отношение выходного сигнала по малому и большому зондам, приведенному к отношению показаний по этим же зондам в воде; *A* – смещение КФ относительно начала координат; *B* и *C* – коэффициенты, отражающие наклон и кривизну линии; σ - плотность пласта. Иногда КФ аппроксимируют прямой линией.

КФ может быть представлена в виде таблицы, графика или формулы.

14.2 Калибровка канала ГГК

Измерения при калибровке аппаратуры СГП-2, МАРК-1 и других типов по каналу плотности с использованием СО плотности пористого пласта выполняют в следующей последовательности:

1) погружают зонд в емкость с питьевой водой, выполняют пять раз измерения частоты следования импульсов (скоростей счета в имп/мин) по малому и большому зондам и определяют средние значения $\overline{N}_{мв}$ и $\overline{N}_{бв}$;

2) для оперативного контроля стабильности аппаратуры ГГК-П определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в воде по формуле:

$$\alpha_в = \frac{\overline{N}_{мв}}{\overline{N}_{бв}}; \qquad (98)$$

3) погружают поочередно зонд в модели пласта, эталонные значения плотности которых указаны в сертификате об их калибровке; выполняют измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\overline{N}_{мi}$ и $\overline{N}_{бi}$;

4) определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в моделях пластов по формуле:

$$\alpha_i = \frac{\overline{N}_{мi}}{\overline{N}_{бi}}; \qquad (99)$$

6) эталонные значения плотности и относительные выходные сигналы аппаратуры ГГК-П попарно заносят в табл. 21.

Таблица 21 Эталонные значения плотности и относительные выходные сигналы аппаратуры ГГК-П.

Относительный выходной сигнал $\alpha_i = \frac{\overline{N}_{мi}}{\overline{N}_{бi}}$	a_1	a_2	a_3
Объемная плотность	σ_1	σ_2	σ_3

Коэффициент B в логарифмической КФ (формула 96) вычисляют по следующей формуле:

$$B = \frac{\sum_{i=1}^{3} \sigma_{iэ} - 3 \cdot \sigma_{1э}}{\sum_{i=1}^{3} \ln\left(\frac{Xa_i}{a_1}\right)}. \qquad (100)$$

Если КФ аппаратуры ГГК описывается параболической функцией, то коэффициенты определяют по следующим формулам:

$$C = \frac{\sigma_3 - \sigma_2 - (\sigma_2 - \sigma_1) \cdot (\alpha_3 - \alpha_2)/(\alpha_2 - \alpha_1)}{(\alpha_3 - \alpha_1) \cdot (\alpha_3 - \alpha_2)}; \qquad (101)$$

$$B = \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{\alpha_2 - \alpha_1} - (\alpha_2 + \alpha_1) \cdot C; \qquad (102)$$

$$A = \sigma_3 - \alpha_3 \cdot B - \alpha_3^2 \cdot C. \qquad (103)$$

Если КФ близка к линейной, то её коэффициенты A и B определяют методом наименьших квадратов по формулам:

$$B = \frac{\sum \alpha_i \cdot \sigma_i - \frac{1}{3} \cdot \sum \alpha_i \cdot \sum \sigma_i}{\sum \alpha_i^2 - \frac{1}{3} \cdot \sum \alpha_i \cdot \sum \alpha_i}; \qquad (104)$$

$$A = \frac{1}{3} \cdot \left(\sum \sigma_i - B \cdot \sum \alpha_i\right) \qquad (105)$$

Построение КФ аппаратуры ГГК-П аналогично построению КФ для аппаратуры НК. Поэтому рассматривать числовой пример детально не будем, а покажем некоторые фрагменты типовой обрабатывающей программы для метрологического контроля аппаратуры ГГК-П.

На рис. 28 показан вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме первичной калибровки аппаратуры ГГК-П.

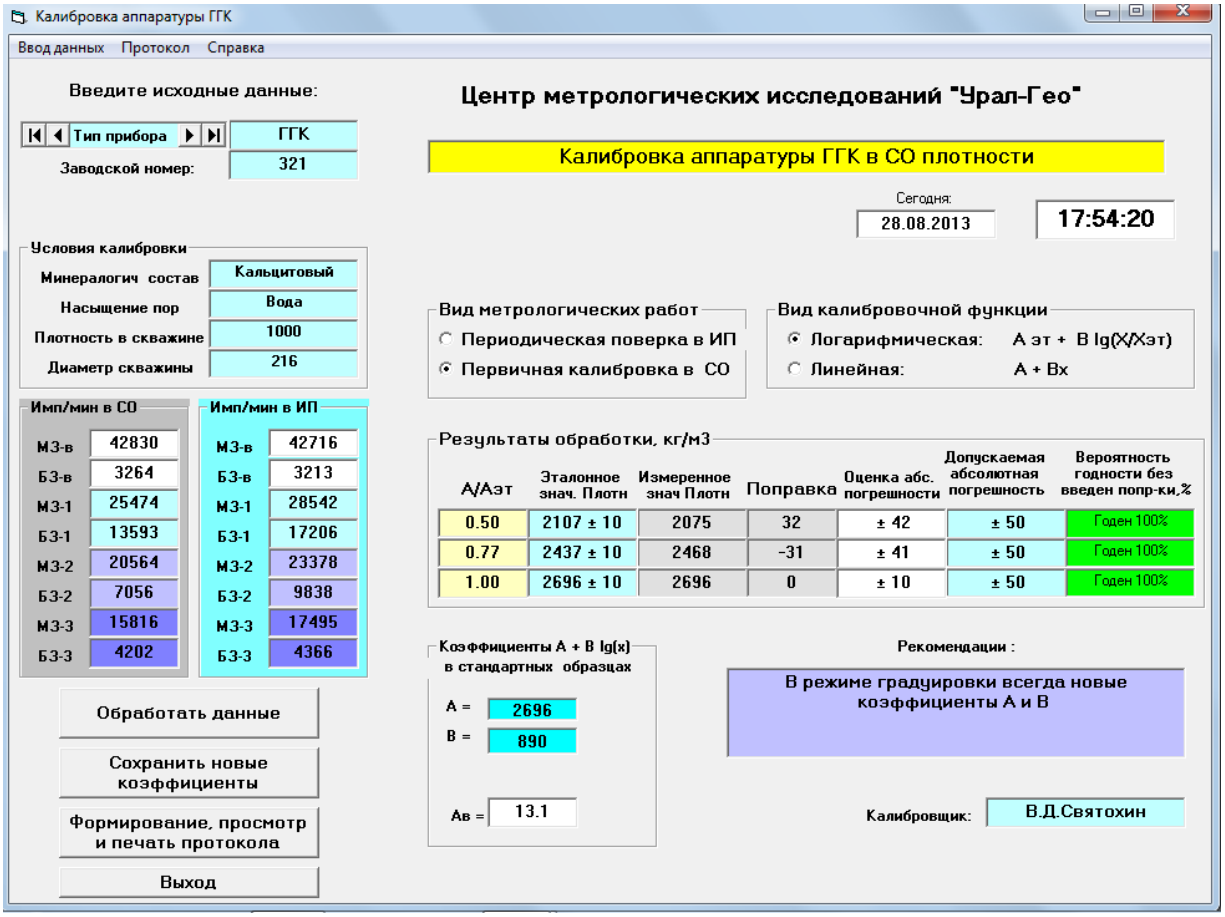


Рис. 28. Вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме первичной калибровки аппаратуры ГГК.

Поскольку программа универсальная и для построения КФ и для контроля её стабильности во времени, то в программе предусмотрены две группы переключателей – одна для выбора вида метрологических работ (калибровка или поверка), а другая для выбора вида КФ (логарифмическая или линейная).

В левой части окна автоматически вводятся необходимые исходные данные "по умолчанию", выбранные в настройках. Сведения о типах и заводских номерах приборов выбираются калибровщиком

из базы данных. При необходимости введённые данные можно корректировать с клавиатуры.

После того как переключатели установлены и введены все данные нажимают кнопку "Обработать данные". Автоматически заполняются таблица "Результаты обработки" с полями "выходной сигнал", "эталонное значение", "измеренное значение", "поправка", "оценка погрешности", "допускаемая погрешность". Столбец "Вероятность годности без введения поправки" в режиме калибровки не заполняется. Заполняется также таблица "Коэффициенты" КФ. В текстовом поле "Рекомендации" высвечиваются подсказки калибровщику для принятия решения относительно метрологической исправности аппаратуры ГГК.

Отметим, что в памяти данной метрологической программы автоматически запомнятся эталонные значения плотности, имитируемые для конкретного экземпляра аппаратуры. Эти значения в дальнейшем будут использованы при периодической поверке аппаратуры ГГК-П в ИП с КФ, построенной с использованием СО плотности.

14.3 Поверка канала ГГК

Поверочная схема для скважинных СИ плотности горных пород приведена в приложении 6.

Она содержит 4 поля и три ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем. Весы, гири и мерники необходимы для определения методом прямых измерений плотности комплекта СО плотности пористых горных пород, пересечённых скважиной номинального диаметра (обычно 216 мм), выполненных в виде монолитных или насыпных моделей пластов. Эти СО расположены на поле "Исходных эталонов". Исходные СО служат для поверки рабочих СО плотности пористых пород, пластов в контрольной скважине и имитаторов плотности, расположенных на поле "Рабочих эталонов", методом сличения при помощи компаратора. Они могут использоваться также для поверки аппаратуры ГГК-П повышенной точности.

Рабочая аппаратура ГГК-П поверяется методом прямых измерений с использованием имитаторов плотности, общий вид которых показан на рис. 27.

Рис. 27. Фото комплекта имитаторов плотности КИП-ГГК

Комплект имитаторов КИП-ГГК представляет собой набор блоков (полупластов) 0,4х0,4х0,85 м, изготовленных из мрамора, алюминиевых сплавов и чередующихся дюралюминиевых и гетинаксовых пластин.

Вдоль длинной стороны блоков-полупластов выполнена проточка диаметром 200 мм, в которую укладывают зонд ГГК таким образом, чтобы коллимационные отверстия зонда были направлены в центр полупласта-имитатора плотности.

Параметры имитаторов КИП-ГГК представлены в табл. 22.

Таблица 22 Параметры комплекта имитаторов КИП-ГГК.

Номер имитатора	Материал-носитель свойств	Имитируемое значение плотности	Допускаемая абсолютная погрешность
ИП-1	Чередующиеся пластины алюминия и гетинакса	2070	±20
ИП-2	Сплав АДО	2590	±15
ИП-3	Сплав В95	2650	±15
ИП-4	Мрамор	2740	±20

Поверку аппаратуры ГГК выполняют с использованием имитаторов плотности и действующей КФ в следующей последовательности:

1) погружают зонд в емкость с питьевой водой, выполняют измерения частоты следования импульсов (скоростей счета) по малому и большому зондам не менее пяти раз и определяют средние значения $\overline{N}_{мв}$ и $\overline{N}_{бв}$;

2) определяют отношение сигналов по малому и большому зондам в воде по формуле (98) и убеждаются в стабильности аппаратуры путем сравнения полученного значения со значением $\alpha_в$, полученным при калибровке, которые не должны отличаться более, чем на 1,5%;

3) укладывают поочередно зонд в канавки имитаторов плотности, эталонные значения плотности $\sigma_{эi}$ которых указаны в сертификате об их калибровке; выполняют измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам не менее пяти раз и определяют средние значения $\overline{N}_{м1}, \overline{N}_{м2}, \overline{N}_{м3}$ и $\overline{N}_{б1}, \overline{N}_{б2}, \overline{N}_{б3}$;

4) вычисляют относительный выходной сигнал аппаратуры (отношение сигналов по малому и большому зондам) по формулам:

$$\alpha_1 = \frac{\overline{N}_{м1}}{\overline{N}_{б1}}; \quad \alpha_2 = \frac{\overline{N}_{м2}}{\overline{N}_{б2}}; \quad \alpha_3 = \frac{\overline{N}_{м3}}{\overline{N}_{б3}};$$

5) используя прежнюю КФ, представляющую зависимость плотности от параметра α, определим измеренные значения плотности $\overline{\sigma}_1$, $\overline{\sigma}_2$, $\overline{\sigma}_3$;

6) аддитивные поправки $\tilde{\theta}_i$ измерений в каждой точке контроля определяют по формулам:

$$\begin{aligned} \tilde{\theta}_1 &= \overline{\sigma}_{э1} - \sigma_{изм1}; \\ \tilde{\theta}_2 &= \overline{\sigma}_{э2} - \sigma_{изм2}; \\ \tilde{\theta}_3 &= \overline{\sigma}_{э3} - \sigma_{изм3}. \end{aligned} \qquad (106)$$

Аппаратура по результатам поверки с использованием действующей КФ признается годной к применению с вероятностью 1, если выполняется неравенство $\left|\tilde{\theta}_i\right| + \left|\tilde{\Delta}_{oi}\right| \le \left|\Delta_{opi}\right| = 50 кг/м^3$.

На рис. 29 показан вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме поверки аппаратуры ГГК-П.

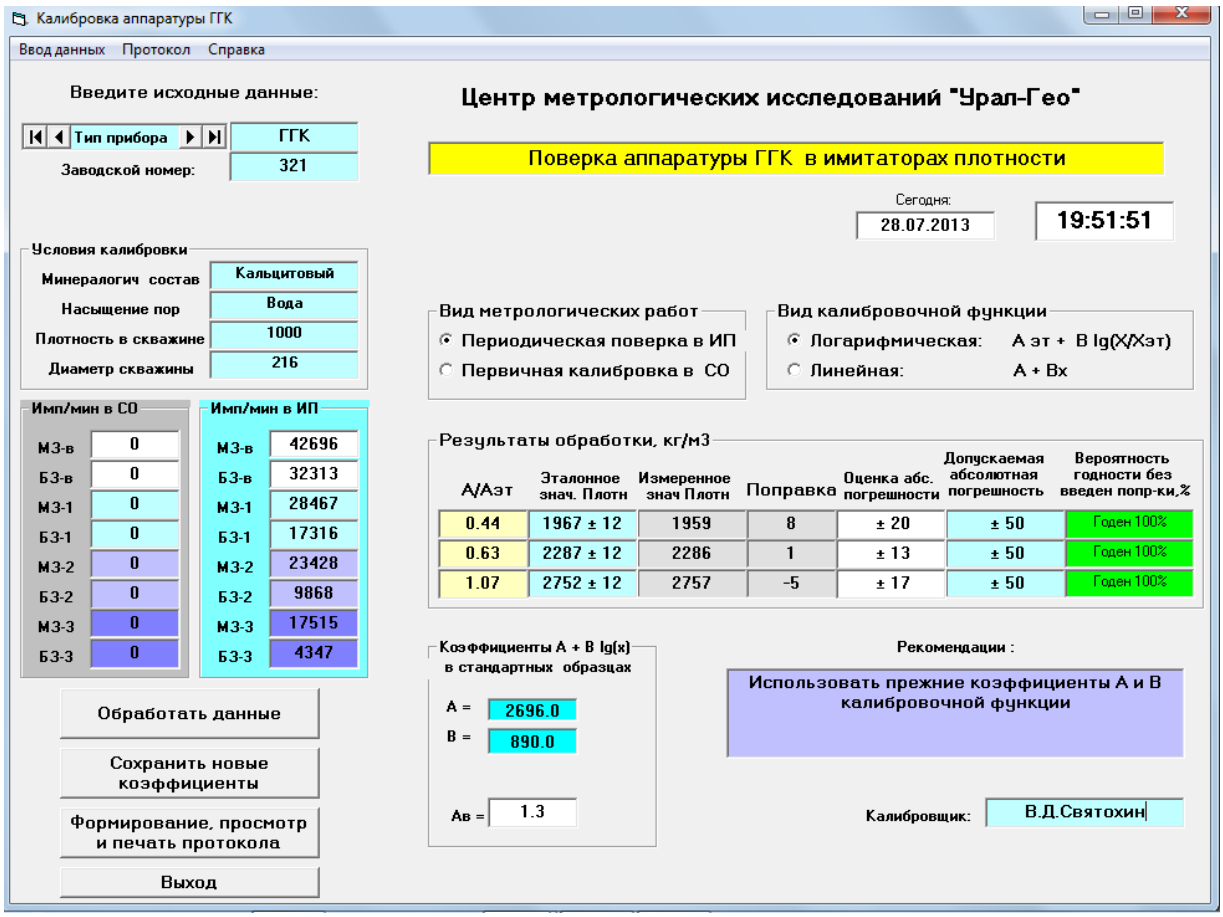


Рис. 29. Вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме поверки аппаратуры ГГК-П.

Краткие выводы:

1. Калибровку аппаратуры ГГК-П выполняют с помощью СО плотности, а поверку – с помощью имитаторов плотности. Калибровать аппаратуру ГГК-П диаметром менее 100 мм с помощью имитаторов плотности не рекомендуется вследствие вероятности возникновения грубых неконтролируемых погрешностей.

2. За оценку погрешности калибровки аппаратуры ГГК-П принимаются погрешности применяемых СО плотности пористых пород.

3. Качество поверки аппаратуры ГГК-П низкое, ее показатель (отношение допускаемых погрешностей аппаратуры и эталона) не превышает 2, так как единица плотности пористого вещества передается имитаторам плотности через поверяемую аппаратуру.

15 Аппаратура СГДТ и цементомеры

15.1 Эталоны единиц длины и плотности вещества

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

- плотность вещества в затрубном пространстве горных пород в диапазоне от 1000 до 2000 кг/м^3 с допускаемой основной абсолютной погрешностью ±140 кг/м^3;
- толщина стенки труб в диапазоне от 5 до 12 мм с допускаемой основной абсолютной погрешностью ±0,5 мм.

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

Исследования влияния неравномерности толщины стенки по периметру образца колонны в этих установках на воспроизведение плотности вещества в затрубном пространстве показали недопустимость использования необработанных некалиброванных труб.

Проводились измерения выходного сигнала аппаратуры СГДТ-НВ в установке УПТП-1 по всем измерительным каналам при вращении прибора вокруг своей оси через каждые 60°.

На рис. 30 приведены графики изменения выходного сигнала каждого из шести каналов селективного цементомера (СЦ1 – СЦ6) в зависимости от угла поворота зонда аппаратуры СГДТ-НВЦ в колонне диаметром 146 мм при плотности вещества в затрубном пространстве 2050 кг/м^3.

Из графиков видно, что все шесть каналов удовлетворительно идентичны, но все кривые напоминают синусоиду, которая обусловлена разной толщиной стенки трубы напротив каждого счетчика гамма-квантов.

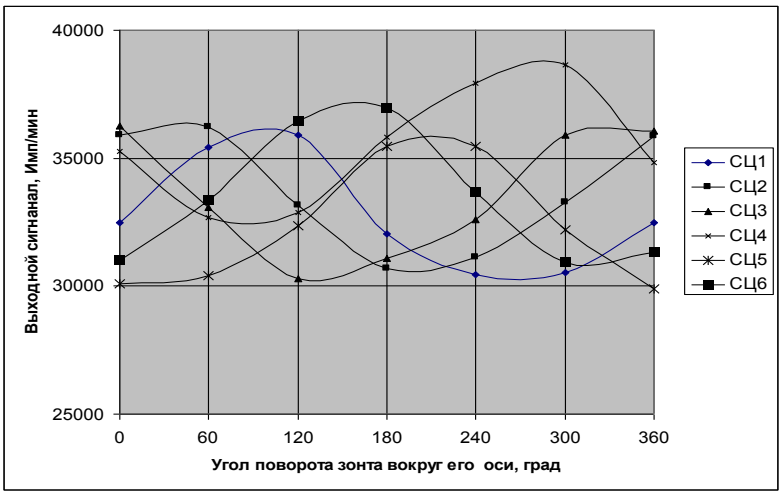


Рис. 30. Графики изменения выходного сигнала каждого из шести каналов селективного цементомера (СЦ1 – СЦ6) в зависимости от угла поворота зонда аппаратуры.

Отклонение показаний от средних значений составляет до 10%, что для эталона недопустимо.

Новые эталоны единиц толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве для калибровки аппаратуры СГДТ и ЦМ созданы в виде СО плотности вещества (бесконечной однородной среды плотностью 1000, 1650 и 2050 кг/м^3), в котором расположены стальные трубы разного диаметра – эталоны толщины стенки обсадной колонны. Последние выполняются в виде колонны из трех эталонных (обработанных на токарном станке) стальных цилиндров разной толщины с двумя дополнительными цилиндрами такого же номинального диаметра, приваренных к торцам эталонной части колонны, для обеспечения центрирования калибруемой аппаратуры.

Номинальный наружный диаметр труб выбирался из ряда 102, 114, 127, 146, 168, 178, 219, 245, 324 и 430 мм толщиной 5-6, 7-8 и 9-10 мм.

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

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

Фото общего вида эталонов плотности вещества в затрубном пространстве для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ, построенных в Тресте "Сургутнефтегеофизика", представлено на рис. 31, характеристики приведены в табл. 23.

Рис. 31. Фото эталонов плотности вещества в затрубном пространстве обсадных колон для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ8-10 в г. Сургуте.

Таблица 23 Характеристики эталонов плотности вещества в затрубном пространстве для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ, построенных в Тресте "Сургутнефтегеофизика".

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

Конструктивно эти СО выполнены в виде шести цилиндрических стаканов высотой по 3,5 м и диаметром по 1000 мм с располо-

женными внутри стакана стальными колоннами диаметром 146, 168, 245 мм. Каждая колонна состоит из трех основных калиброванных цилиндров высотой по 1,3 м с разной толщиной стенки и двух центрирующих цилиндров.

На рис. 32 представлено фото общего вида участка эталонов плотности вещества в затрубном пространстве для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ, построенных в "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика".

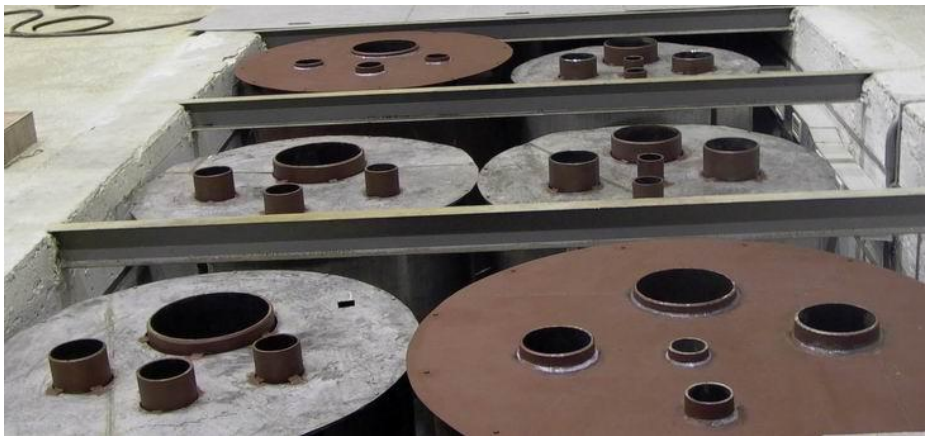


Рис. 32. Фото комплекта СО плотности вещества в затрубном пространстве колонн диаметром 114, 146, 168, 178, 219, 245, 324, 430 мм в ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика"

Аттестованные характеристики СОТП для СГДТ и ЦМ, построенных в г. Ноябрьске, приведены в табл. 24.

Стандартные образцы плотности с колоннами диаметром 146, 168 и 178 мм предназначены для калибровки скважинных гамма-плотномеров-толщиномеров СГДТ-НВ (СГДТ-НВЦ, СГДТ-100) по каналам толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве. Стандартные образцы с колоннами диаметром 102, 114, 219, 245, 324, 430 мм предназначены для калибровки скважинных гамма-цементомеров ЦМ-3-4, ЦМ-8-10 и ЦМ-12-16. Конструктивно все эти насыпные модели с колоннами выполнены одинаково и отличаются только составом вещества в затрубном пространстве.

Длина зонда толщиномера аппаратуры СГДТ и ЦМ равна 210 мм, зонда плотномера – 420 мм. Вследствие того, что канал плотномера измеряет плотность вещества всегда через обсадную колонну, то минимальная длина стандартного образца колонны заданной толщины должна быть не менее 600 мм.

Таблица 24 Аттестованные характеристики СОТП для СГДТ и ЦМ, построенных в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика».

Тип СО плотности и толщины	Диаметр, мм	Плотность, кг/м^3	Толщина, мм
СОТП-1000-114-5,2-6,1-7,7	114	1000	5,2; 6,1; 7,7
СОТП-1640-114-5,1-6,1-7,5	114	1640	5,1; 6,1; 7,5
СОТП-2070-114-5,2-6,1-7,7	114	2070	5,2; 6,1; 7,7
СОТП-1000-127-5,4-6,1-7,6	127	1000	5,4; 6,1; 7,6
СОТП-1640-127-5,6-6,3-7,8	127	1640	5,6; 6,3; 7,8
СОТП-2070-127-5,6-6,3-7,9	127	2070	5,6; 6,3; 7,9
СОТП-1000-146-5,3-6,8-7,5	146	1000	5,3; 6,8; 7,5
СОТП-1640-146-5,1-6,9-7,5	146	1640	5,1; 6,9; 7,5
СОТП-2070-146-5,3-6,8-7,6	146	2070	5,3; 6,8; 7,6
СОТП-1000-168-5,7-6,8-9,3	168	1000	5,7; 6,8; 9,3
СОТП-1640-168-5,8-6,9-9,2	168	1640	5,8; 6,9; 9,2
СОТП-2070-168-5,8-7,4-9,2	168	2070	5,8; 7,4; 9,2
СОТП-1000-178-6,2-7,1-7,9	178	1000	6,2; 7,1; 7,9
СОТП-1640-178-6,2-7,4-8,2	178	1640	6,2; 7,4; 8,2
СОТП-2070-178-6,8-7,7-8,5	178	2070	6,8; 7,7; 8,5
СОТП-1000-219-6,3-6,9-8,4	219	1000	6,3; 6,9; 8,4
СОТП-1640-219-6,6-8,1-9,8	219	1640	6,6; 8,1; 9,8
СОТП-2070-219-6,2-8,3-9,0	219	2070	6,2; 8,3; 9,0
СОТП-1000-245-7,3-9,1-10,6	245	1000	7,3; 9,1; 10,6
СОТП-1640-245-6,4-8,0-9,1	245	1640	6,4; 8,0; 9,1
СОТП-2070-245-7,5-8,5-10,8	245	2070	7,5, 8,5, 10,8
СОТП-1000-324-3,3-5,7-8,4	324	1000	3,3; 5,7; 8,0
СОТП-1640-324-4,4-7,2-8,0	324	1640	4,4; 7,2; 8,4
СОТП-2070-324-3,1-5,8-6,4	324	2070	3,1; 5,8; 6,4
СОТП-1000-432-7,9-9,4-14,1	432	1000	7,9; 9,4; 14,1
СОТП-1640-432-7,9-8,9-12,3	432	1640	7,9; 8,9; 12,3
СОТП-2070-432-8,8-9,6-14,1	432	2070	8,8; 9,6; 14,1

Расстояние от наружной стенки колонны до внутренней стенки корпуса СО (или до соседней колонны) должно быть не менее 300 мм – глубинности зонда канала плотномера. Но реальные исследования аппаратуры СГДТ-НВ в стальной емкости с водопроводной водой

показали, что ее выходные сигналы по обоим каналам не изменяются при приближении прибора к корпусу емкости на расстояние до 240 мм. Значит при наличии колонны и вещества с большей плотностью это расстояние может быть меньше 220 мм.

Толщину стенки всех образцов труб в составе каждого эталона измеряют поверенным ультразвуковым толщиномером "Взлет-2м" с допускаемой основной абсолютной погрешностью ±0,025 мм по всей наружной поверхности образца с шагом 200 мм по длине и в четырех точках равномерно по длине окружности. Измерения толщины стенки каждого из трех образцов выполняют после полной сборки (сварки образцов) колонны из пяти составных частей.

Воспроизводимые значения плотности вещества в затрубном пространстве определяют косвенным методом путем измерения общего объема засыпки и массы засыпки кварцевого песка до уровня контрольной отметки на внутренней поверхности корпуса СО и объема залитой воды. Плотность водопроводной воды при температуре 20°С определяют поверенным ареометром.

Равномерность толщины стенки вдоль образца проверяют также по показаниям эталонного зонда аппаратуры СГДТ-НВ. Этой же аппаратурой проводят исследования неоднородности СО плотности на основе засыпанного в модель кварцевого песка.

Влияние соседних колонн в эталонах плотности, выполненных по многоколонному варианту, определяют путем откачки воды из соседних колонн. Показания аппаратуры по всем селективным каналам плотномера не должны изменяться более чем на 1,5%.

15.2 Калибровка канала толщиномера и плотномера

Первичную калибровку аппаратуры СГДТ и ЦМ производят сначала при вводе ее в эксплуатацию, а затем после каждого ремонта.

Поскольку измерительные каналы взаимозависимые и нелинейные, то СО плотности воспроизводят девять пар значений измеряемых параметров (сочетание трех значений плотности с тремя значениями толщины стенки колонны).

Калибровка аппаратуры СГДТ-НВ, СГДТ-НВЦ, ЦМ3-4, ЦМ8-10, ЦМ8-12 и ЦМ12-16 для каждого номинального диаметра колонны осуществляется по результатам измерений, выполненных в девяти точках контроля. КФ канала интегрального плотномера строится в виде нелинейной функции двух переменных. Это зависимость плотности от выходного сигнала плотномера и от выходного сигнала

толщиномера или толщины стенки колонны, измеренной каналом толщиномера. Для селективных каналов плотномера КФ не строятся.

КФ аппаратуры СГДТ-НВ по каналу толщиномера можно представить в виде трех нелинейных функции одной переменной (для трех значений плотности вещества), а канала интегрального плотномера в виде функции двух переменных с корректирующей функцией толщины. Эта функция для плотномера разная для разных интервалов плотности вещества в затрубном пространстве.

КФ канала толщиномера в общем виде часто представляет собой логарифмическую функцию или полином второй степени

$$h = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2, \qquad (107)$$

где $\alpha = \frac{\overline{N}_м}{\overline{N}_{мв}}$ – отношение выходного сигнала по малому зонду к его показаниям в воде; *A, B* и *C* – коэффициенты; *h* - толщина стенки обсадной колонны.

КФ канала интегрального плотномера - зависимость плотности σ от относительного выходного сигнала α и толщины стенки колонны *h,* например:

$$\sigma = D + E \cdot (\alpha + K) + F \cdot (\alpha + K)^2, \qquad (108)$$

где *D*, *E*, и *F* – коэффициенты полинома второй степени;
K - корректирующая функция по толщине в виде нелинейной зависимости относительного выходного сигнала интегрального плотномера от толщины стенки колонны:

$$K = \alpha_н - (G + M \cdot h + N \cdot h^2), \qquad (109)$$

где $\alpha_н$ - относительный выходной сигнал плотномера при номинальной толщине стенки колонны (например, толщина 7,7 мм для колонны диаметром 146 мм); *G*, *M* и *N* – коэффициенты корректирующего полинома. КФ аппаратуры СГДТ-НВ – всегда индивидуальная.

Вид главного рабочего окна программы обработки данных СГДТ-НВ в режиме ее калибровки показан на рис. 33. Предусмотрены также окно ввода данных, показанное на рис. 34, и окно результатов обработки введённых данных, рис. 35. Ввод данных осуществляется либо из файла, сформированного регистратором из данных в определённой последовательности, либо вручную – с клавиатуры.

Имеются три кнопки управления. После нажатия кнопки "Запомнить новые коэффициенты" в INI-файле сохраняются новые ко-

эффициенты КФ по обоим каналам, которые в дальнейшем будут использованы в процессе периодической калибровки аппаратуры.

Кнопка "Формирование, просмотр и печать протокола" позволяет запомнить вновь сформированный протокол в отдельном файле, идентифицированном по заводскому номеру и дате калибровки.

В окне ввода данных отображаются частоты по каждому из каналов во всех точках предусмотренного метрологического контроля аппаратуры.

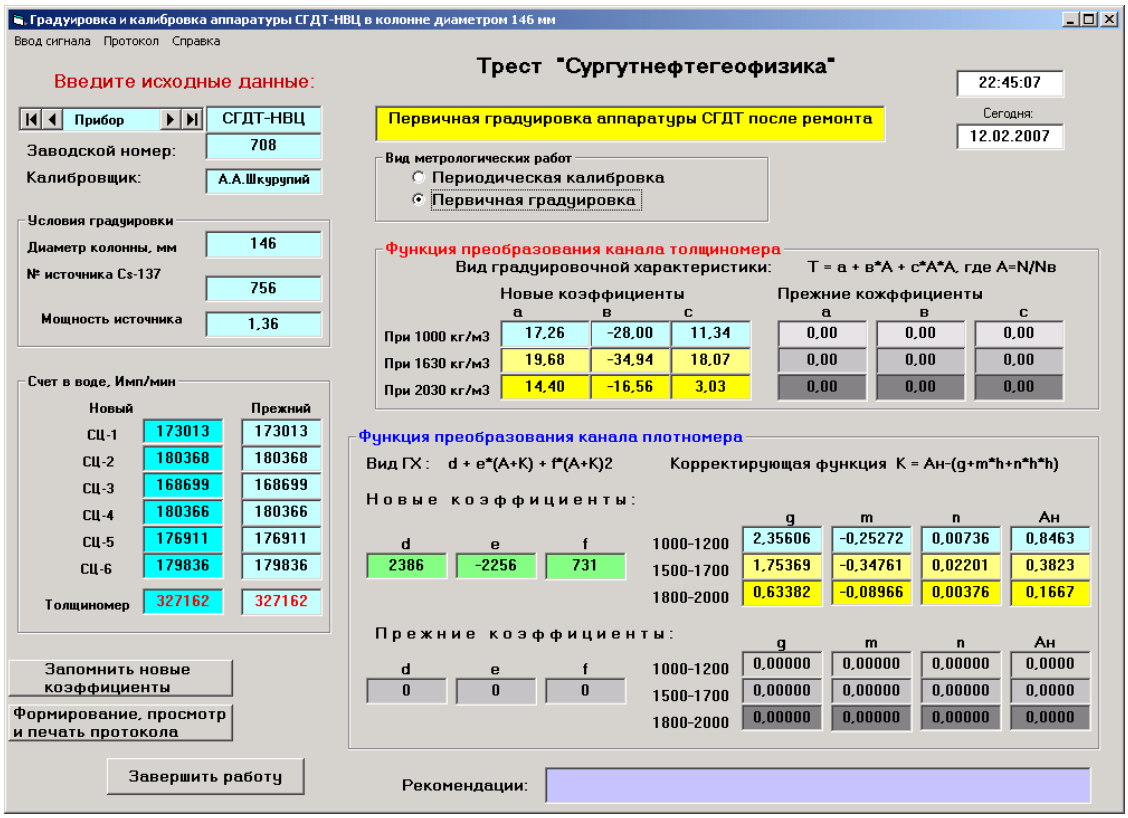


Рис. 33. Вид рабочего окна программы обработки данных аппаратуры СГДТ-НВ в режиме ее калибровки.

Результаты обработки выходных сигналов аппаратуры отображаются в отдельном окне по обоим измерительным каналам, включая средние значения счета, относительный выходной сигнал, измеренное и эталонное значения толщины и плотности, оцененные и нормированные значения абсолютной погрешности, а также – вероятность годности, вычисляемая во всех режимах.

Измерения в СО толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве выполняются в следующей последовательности.

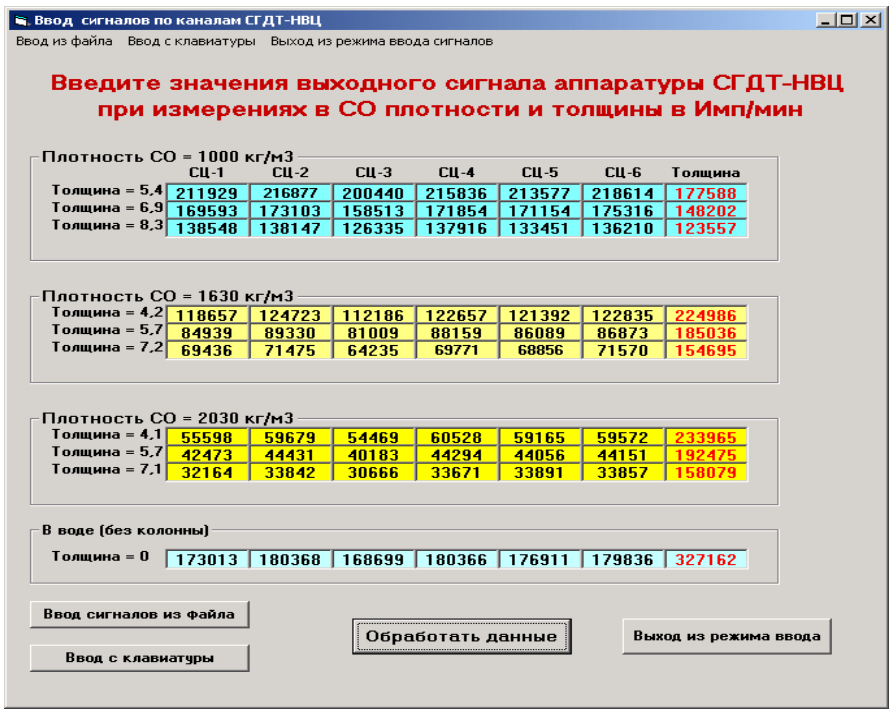


Рис. 34. Вид окна ввода данных программы обработки данных аппаратуры СГДТ-НВ.

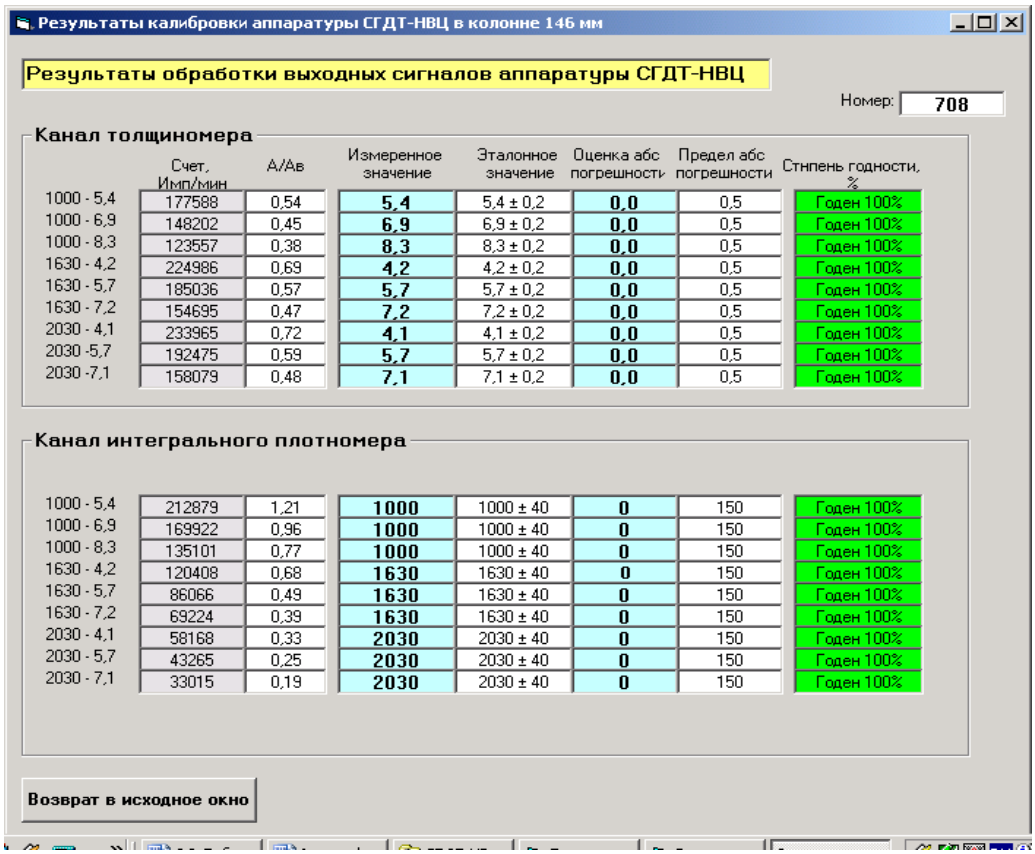


Рис. 35. Вид окна результатов обработки данных программы для аппаратуры СГДТ-НВ в режиме ее калибровки.

Сначала погружают зонд в емкость с питьевой водой, не менее пяти раз выполняют измерения частоты следования импульсов (скоростей счета в имп/мин) по малому (толщиномер) и большому (плотномер) зондам и определяют средние значения $\overline{N}_{Мв}$ и $\overline{N}_{Бв}$.

Зонд СГДТ (или ЦМ) погружают поочередно в каждую из трех моделей из комплекта СО-ПТ напротив каждого из образцов толщины стенки трубы.

Сведения об эталонных значениях плотности $\sigma_{эi}$ и толщины $h_{эi}$ СО должны быть заранее известны. Их значения, указанные в сертификате об их калибровке, должны быть заранее внесены в настройки обрабатывающей программы.

В каждой из 9-ти точек контроля выполняют пятикратные измерения частоты следования импульсов по малому зонду и по 6 каналам большого зонда. Определяют их средние значения и заносят в табл. 25 для малого и большого зондов.

Таблица 25 для заполнения исходными показаниями по каналам малого и большого зонда.

Толщина стенки	6,0 мм	8,0 мм	10,0 мм
Плотность 1000 кг/м^3	$\overline{N}_{M1m1n}$; $\overline{N}_{Б1m1n}$	$\overline{N}_{M2m1n}$; $\overline{N}_{Б2m1n}$	$\overline{N}_{M3m1n}$; $\overline{N}_{Б3m1n}$
Плотность 1650 кг/м^3	$\overline{N}_{M2m1n}$; $\overline{N}_{Б2m1n}$	$\overline{N}_{M2m2n}$; $\overline{N}_{Б2m2n}$	$\overline{N}_{M3m1n}$; $\overline{N}_{Б3m1n}$
Плотность 2050 кг/м^3	$\overline{N}_{M3m1n}$; $\overline{N}_{Б3m1n}$	$\overline{N}_{M2m3n}$; $\overline{N}_{Б2m3n}$	$\overline{N}_{M3m3n}$; $\overline{N}_{Б3m3n}$

В каждой из точек контроля определяют отношение сигнала по малому зонду в эталонах к сигналу по малому зонду в воде и отношение сигнала по большому зонду в эталонах к сигналу по большому зонду в воде:

$$\alpha_{M1m1n} = \frac{\overline{N}_{M1m1n}}{\overline{N}_{Мв}}; \ \alpha_{Б1m1n} = \frac{\overline{N}_{Б1m1n}}{\overline{N}_{Бв}} \qquad (110)$$

и так далее, и полученные значения заносят в табл. 26.

Таблица 26 Относительные выходные сигналы по каналам малого и большого зондов.

Толщина стенки, мм	6,0	8,0	10,0
Плотность 1000 кг/см^3	α_{M1m1n}; $\alpha_{Б1m1n}$	α_{M2m1n}; $\alpha_{Б2m1n}$	α_{M3m1n}; $\alpha_{Б3m1n}$
Плотность 1650 кг/м^3	α_{M1m2n}; $\alpha_{Б1m2n}$	α_{M2m2n}; $\alpha_{Б2m2n}$	α_{M3m2n}; $\alpha_{Б3m2n}$
Плотность 2050 кг/м^3	α_{M1m3n}; $\alpha_{Б1m3n}$	α_{M2m3n}; $\alpha_{Б2m3n}$	α_{M3m3n}; $\alpha_{Б3m3n}$

Рассмотрим числовой пример.

Исходные данные для построения КФ примем следующие. Результаты регистрации выходных сигналов аппаратуры СГДТ при измерениях в воде приведены в табл. 27.

Таблица 27 Исходные данные для построения КФ аппаратуры СГДТ.

№ измер.	S1	S2	S3	S4	S5	S6	Толщина
1	185112	187957	185512	198355	172171	191640	795396
2	184663	187968	184671	198924	172474	192299	795192
3	185537	189171	186841	198108	170832	191054	795476
Nв.ср	185104	188365	185675	198462	171826	191664	795355

Показания аппаратуры СГДТ в СО плотности вещества в затрубном пространстве с тремя значениями толщины стенки труб приведены в табл. 28.

Таблица 28 Показания аппаратуры СГДТ в СО плотности вещества в затрубном пространстве с тремя значениями толщины стенки труб.

Плотность	Толщина		S1	S2	S3	S4	S5	S6	Толщиномер
1000	7,4	$\overline{N}$	161966	166938	165098	173470	153608	164387	349111
		$\overline{N}/\overline{N}_в$	***0,875***	***0,886***	***0,889***	***0,874***	***0,894***	***0,858***	***0,439***
1000	8,0	$\overline{N}$	151521	156020	153047	160641	142732	152621	320519
		$\overline{N}/\overline{N}_в$	***0,819***	***0,828***	***0,824***	***0,809***	***0,831***	***0,796***	**0,403**
1000	9,6	$\overline{N}$	118821	122764	121272	127366	112932	119779	266819
		$\overline{N}/\overline{N}_в$	***0,642***	***0,652***	***0,653***	***0,642***	***0,657***	***0,625***	***0,335***
1630	7,4	$\overline{N}$	81926	84945	82264	88259	79979	84671	365245
		$\overline{N}/\overline{N}_в$	***0,443***	***0,451***	***0,443***	***0,445***	***0,465***	***0,442***	***0,459***
1630	8,0	$\overline{N}$	70649	71826	70809	76015	68666	72493	339036
		$\overline{N}/\overline{N}_в$	***0,382***	***0,381***	***0,381***	***0,383***	***0,400***	***0,378***	***0,426***
1630	9,6	$\overline{N}$	65046	66239	65027	69843	63478	66728	280743
		$\overline{N}/\overline{N}_в$	***0,351***	***0,352***	***0,350***	***0,352***	***0,369***	***0,348***	***0,353***
2070	7,4	$\overline{N}$	37001	37359	36877	39536	36260	38391	370847
		$\overline{N}/\overline{N}_в$	0,200	0,198	0,199	0,199	0,211	0,200	0,466
2070	8,0	$\overline{N}$	32762	33749	33616	35438	32270	33392	337450
		$\overline{N}/\overline{N}_в$	0,177	0,179	0,181	0,179	0,188	0,174	0,424
2070	9,6	$\overline{N}$	25804	26027	25957	27808	25837	26799	284296
		$\overline{N}/\overline{N}_в$	0,139	0,138	0,140	0,140	0,150	0,140	0,357

Строим КФ аппаратуры СГДТ-НВ по каналу толщины при трех разных значениях плотности 1000, 1630 и 2070 кг/м^3, представляющих собой зависимости толщины стенки труб от параметра α_M, и по интегральному каналу плотности вещества в затрубном пространстве (по среднему из показаний по шести каналам) при номинальной толщине стенки труб.

Номинальное значение толщины выбирается как наиболее вероятная толщина колонн в скважинах конкретного месторождения.

Полученное семейство из 4-х КФ представлено на рисунках 34, 35, 36 и 37.

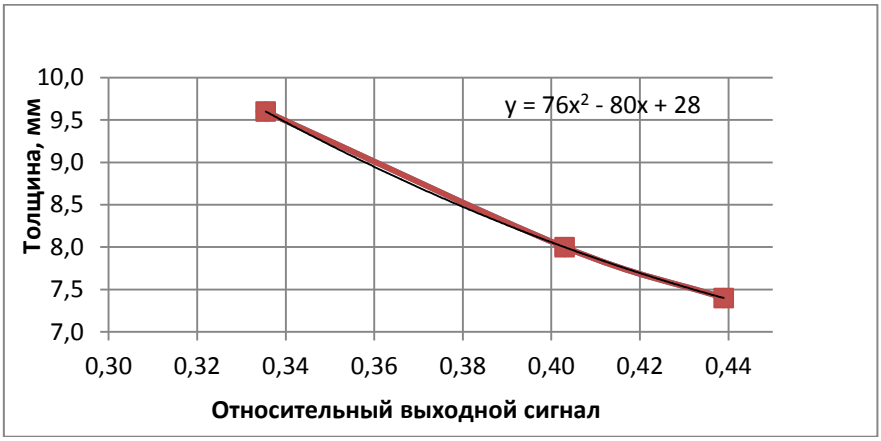


Рис. 36. КФ канала толщиномера аппаратуры СГДТ-НВ при плотности 1000 кг/м^3 вещества за колонной диаметром 146 мм.

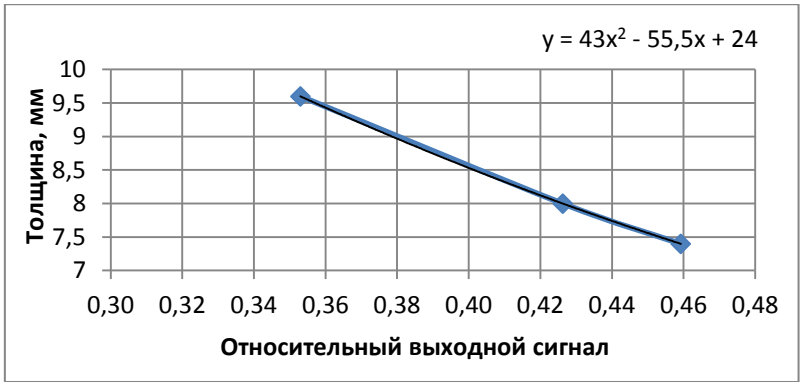


Рис. 37. КФ канала толщиномера аппаратуры СГДТ-НВ при плотности 1630 кг/м^{3}вещества за колонной диаметром 146 мм.

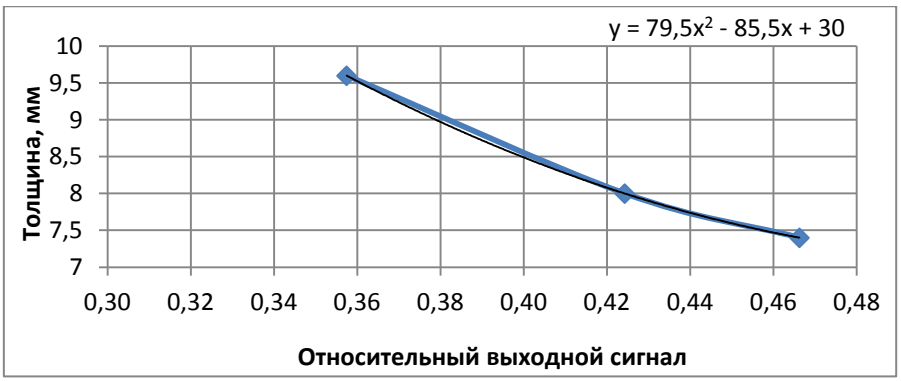


Рис. 38. КФ канала толщиномера аппаратуры СГДТ-НВ при плотности 2070 кг/м^3 вещества за колонной диаметром 146 мм.

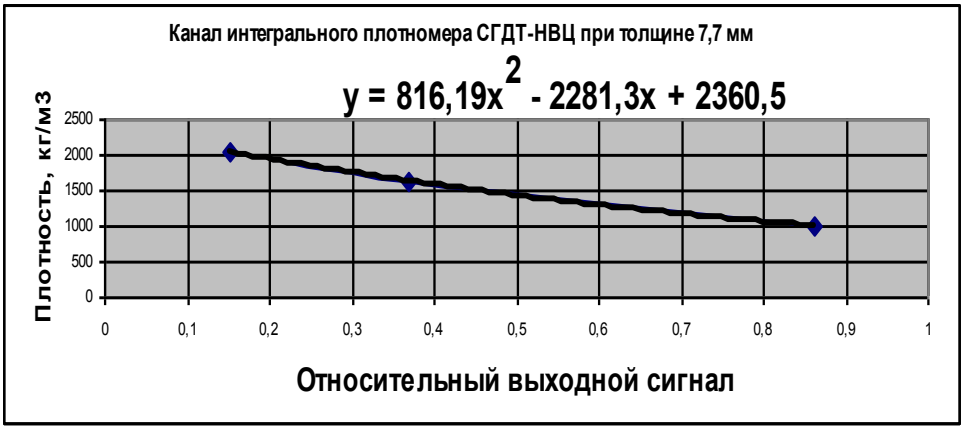


Рис. 39 КФ канала плотномера аппаратуры СГДТ-НВ при номинальной толщине 7,7 мм колонны диаметром 146 мм.

Таким образом построены 4 КФ аппаратуры СГДТ-НВ для измерений в колоннах с наружным диаметром 146 мм. Аналогичным образом могут быть построены КФ для измерений в колоннах с диаметром 168 мм и 178 мм. Всего может быть получены 12 КФ.

Возможно построение КПФ по каждому из каналов в виде функции двух переменных – логарифма относительного сигнала толщиномера и – логарифма относительного сигнала плотномера с 5-ю и более коэффициентами. Но это усложнение также не решает задачу измерения плотности цемента в заколонном пространстве.

15.3 Поверка канала толщиномера и плотномера

Поверочная схема для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ-8-16 по каналам плотности вещества в затрубном пространстве и толщины стенки труб приведена в приложении 7.

Комплект СО толщины стенки труб на поле эталонов получает единицу от ультразвукового толщиномера. Поверка канала толщиномера аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ-8-16 осуществляется методом прямых измерений толщины, воспроизводимой СО толщины стенки труб.

Комплект СО плотности вещества в затрубном пространстве на поле эталонов получает единицу от мерников и весов, заимствованных из государственных поверочных схем, методом косвенных измерений.

Поверка канала плотномера аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ-8-16 осуществляется методом прямых измерений плотности, воспроизводимой СО плотности вещества в затрубном пространстве, при каждом фиксированном значении толщины стенки трубы.

Поверку аппаратуры СГДТ-НВ производят одновременно по обоим каналам в колоннах только какого-либо одного диаметра - или 146 мм, или 168 мм, или 178 мм.

В качестве исходных эталонов при поверке используются те же эталоны, содержащие стальную колонну заданной толщины, расположенную в однородной среде заданной плотности, которые использовались при калибровке.

Измерения аппаратурой СГДТ-НВ и обработку их результатов выполняют в следующей последовательности:

1) погружают зонд в емкость с питьевой водой и регистрируют пять значений выходного сигнала по каждому каналу (скоростей счета в имп/мин по малому и большому зондам) и определяют их средние значения $\overline{N}_{Мв}$ и $\overline{N}_{Бв}$;

2) погружают поочередно зонд в каждую из трех моделей из комплекта СОПТ напротив каждого из образцов толщины стенки, эталонные значения плотности $\sigma_{эi}$ и толщины $h_{эi}$ которых указаны в сертификате их калибровке;

3) в каждой из 9 точек контроля выполняют пятикратную регистрацию выходного сигнала и заносят в табл. 19 и 20 так же как и при калибровке;

4) используя каждую из трех прежних КФ аппаратуры СГДТ или ЦМ по каналу толщины (при трех разных значениях плотности), определим измеренные значения толщины h_{11}, h_{21}, h_{31}, h_{12}, h_{22}, h_{32} , h_{13}, h_{23}, h_{33} ;

5) используя КФ аппаратуры по каналу интегральной плотности, определим измеренные значения плотности σ_{11}, σ_{21}, σ_{31}., σ_{12}, σ_{22}, σ_{32}, σ_{13}, σ_{23}, σ_{33}.

6) поправку $\tilde{\theta}_{Mi}$ измерений толщины в каждой *i*-той точке контроля при каждом значении толщины определяют по формулам:

$$\begin{aligned}
&\tilde{\theta}_{M11} = h_{э1} - h_{11};\ \tilde{\theta}_{M12} = h_{э1} - h_{12};\ \tilde{\theta}_{M13} = h_{э1} - h_{13};\\
&\tilde{\theta}_{M21} = h_{э2} - h_{21};\ \tilde{\theta}_{M22} = h_{э2} - h_{22};\ \tilde{\theta}_{M23} = h_{э2} - h_{23};\\
&\tilde{\theta}_{M31} = h_{э3} - h_{31};\ \tilde{\theta}_{M32} = h_{э3} - h_{32};\ \tilde{\theta}_{M33} = h_{э3} - h_{33};
\end{aligned} \qquad (111)$$

7) поправку $\tilde{\theta}_{Бi}$ измерений плотности в каждой *i*-той точке контроля при каждом из трех значений плотности определяют по формулам

$$\begin{aligned}
&\tilde{\theta}_{Б11} = \sigma_{э1} - \sigma_{11};\ \tilde{\theta}_{Б12} = \sigma_{э1} - \sigma_{12};\ \tilde{\theta}_{Б13} = \sigma_{э1} - \sigma_{13};\\
&\tilde{\theta}_{Б21} = \sigma_{э2} - \sigma_{21};\ \tilde{\theta}_{Б22} = \sigma_{э2} - \sigma_{22};\ \tilde{\theta}_{Б23} = \sigma_{э2} - \sigma_{23};\\
&\tilde{\theta}_{Б31} = \sigma_{э3} - \sigma_{31};\ \tilde{\theta}_{Б32} = \sigma_{э3} - \sigma_{32};\ \tilde{\theta}_{Б33} = \sigma_{э3} - \sigma_{33}.
\end{aligned} \qquad (112)$$

Аппаратура СГДТ-НВ признается годной к применению по каналам толщины и плотности с вероятностью 1, если выполняются неравенства:

$$\left|\tilde{\theta}_{Mij}\right| + \left|\Delta_{орhij}\right| \le \left|\Delta_{орh}\right| = 0{,}5мм\ ; \qquad (113)$$

$$\left|\tilde{\theta}_{Бij}\right| + \left|\Delta_{орσij}\right| \le \left|\Delta_{орσ}\right| = 140кг/м^3. \qquad (114)$$

Считается, что если оцененные погрешности аппаратуры по обоим каналам не превышают допускаемых значений для одного номинального диаметра колонны, то КФ, построенные для других номинальных диаметров, будут также стабильны.

15.4 Построение КПФ аппаратуры СГДТ для измерений плотности цемента в затрубном пространстве

Для получения возможности измерений плотности цемента в скважине в заколонном пространстве при **фиксированных** диаметрах скважины и колонны для крайних значений эксцентриситета (0 или 1) необходимо выполнить следующие условия:

а) создать эталоны разной плотности цемента при разном сочетании двух влияющих величин: 1) толщина стенки трубы заданного наружного диаметра (3 значения); 2) плотность пласта (3 значения);

б) перейти от *КПФ* двух переменных к *КПФ* трех переменных.

Аппаратура СГДТ должна иметь по две *КПФ* (отдельно по каналу толщины и по каналу плотности) при разном сочетании следующих констант: диаметр скважины; диаметр колонны; эксцентриситет; плотность вещества в колонне. Каждая *КПФ* строится в виде зависимости толщины (или плотности) от трех переменных: относительного выходного сигнала по каналу короткого зонда; относительного выходного сигнала (среднего по 6-ти счетчикам) по каналу длинного зонда; плотности пласта, измеренной ранее другими средствами измерений, например аппаратурой ГГК или НК. Каждая *КПФ* строится при фиксированных номинальных значениях диаметра скважины, например 216 мм, наружного диаметра стальной колонны, например 146 или 168 мм, и плотности жидкости внутри колонны, например, 1000 кг/м^3.

В этом случае калибровка аппаратуры СГДТ сводится к определению постоянных коэффициентов перед переменными параметрами в каждой *КПФ* заданного вида по каждому измерительному каналу. Для построения пары КПФ для фиксированного сочетания указанных выше констант (3 плотности пласта; 3 плотности цемента; 3 толщины; 2 значения эксцентриситета; 2 плотности жидкости в колонне – вода или нефть) потребуется 108 точки контроля для одного типоразмера колонны, например 146 мм, или 18 эталонов, если в каждом из них по три образца толщины стенки колонны. При этом может быть построено 4 пары КПФ. Столько же КПФ необходимо для измерений в колонне диаметром 168 мм.

Количество эталонов можно сократить, если использовать по 3 вставки одного типоразмера колонны с эксцентриситетом «0» или «1», вставляемые в скважины трех эталонов пористого пласта, каждой из которых воспроизводится одно значение плотности цемента и три значения толщины стенки колонны.

При измерениях аппаратурой СГДТ в скважинах необходима априорная информация об измеренном значении плотности пласта по данным ГГК или по результатам косвенных измерений плотности

пласта по данным НК, плотности жидкости по данным гамма-плотномера жидкости в колонне и об эксцентриситете колонны относительно скважины. Если плотность жидкости в колонне и (или) эксцентриситет отличаются от констант, принятых при построении КПФ, то при необходимости можно синтезировать промежуточную КПФ для распознанных условий измерений.

Таким образом, *калибровка аппаратуры* СГДТ – это совокупность операций, выполняемых с целью передачи аппаратуре от эталона единицы толщины стенки стальной трубы и плотности цемента в затрубном пространстве при известной плотности пласта, известном диаметре скважины и наружном диаметре колонны с известной плотностью жидкости в ней и с целью хранения переданных единиц в виде двух КПФ.

Для реализации новой методологии в Тресте «Сургутнефтегеофизика» имеются эталоны плотности пласта и эталоны-вставки с параметрами, указанными в таблицах 29 и 30.

Таблица 29 - Параметры эталонов плотности пористого пласта

Название и тип эталона	Воспроизводимое значение плотности, кг/м^3	Допускаемая абсолютная погрешность эталона, кг/м^3
Эталон плотности кальцитового пласта СО-КВ-33,8-2130-216 (№ 01-07)	**2130**	±8
Эталон плотности кальцитового пласта СО-КВ-15,6-2445-216 (№ 02-07)	**2445**	±8
Эталон плотности кальцитового пласта СО-КВ-0,8-2696-216 (№ 03-07)	**2696**	±8

Таблица 30 - Параметры эталонов-вставок – стандартных образцов толщины стенки колонны (диаметром колонны 146 и 168 мм) и плотности цемента

Название и тип эталона	Воспроизводимое значение плотности цемента и допускаемая погрешность, кг/м^3	Воспроизводимое значение толщины стенки трубы и допускаемая погрешность, кг/м^3	Эксцентриситет	№ вставки
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1430-146-Э0	**1430**±25	6,0±0,25 7,7±0,25	0	11
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1800-146-Э0	**1800**±25	6,0±0,25 7,7±0,25	0	7
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1970-146-Э0	**1970**±25	6,0±0,25 7,7±0,25	0	1
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1430-146-Э1	**1430**±25	6,0±0,25 7,7±0,25	1	13
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1800-146-Э1	**1800**±25	6,0±0,25 7,7±0,25	1	9
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1430-146-Э1	**1970**±25	6,0±0,25 7,7±0,25	1	3
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1430-168-Э0	**1430**±25	7,0±0,25 8,9±0,25	0	12
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1800-168-Э0	**1800**±25	7,0±0,25 8,9±0,25	0	8
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1970-168-Э0	**1970**±25	7,0±0,25 8,9±0,25	0	2
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1430-168-Э1	**1430**±25	7,0±0,25 8,9±0,25	1	14
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1800-168-Э1	**1800**±25	7,0±0,25 8,9±0,25	1	10
Стандартный образец толщины и плотности СО-ТП-1970-168-Э1	**1970**±25	7,0±0,25 8,9±0,25	1	4

Обоснование вида КПФ сводится к поиску сравнительно простой функции трех переменных с минимумом коэффициентов при переменных. Зависимость показаний аппаратуры СГДТ по обоим каналам от каждой из переменных нелинейная. Значит оптимальным мог бы быть полином второй степени для каждой переменной. Одна-

ко при использовании вставок, воспроизводящих только по два значения толщины стенки для переменной «толщина стенки», приходится использовать логарифмическую функцию. Для двух других переменных так же используем логарифмическую функцию, если погрешности аппроксимации не вызывают существенной погрешности измерений.

В общем случае удобно выбрать один и тот же вид КПФ по обоим каналам.

С целью уменьшения количества коэффициентов в КПФ, следует за свободный коэффициент в функции для канала толщиномера принять номинальное значение толщины стенки трубы (7,7 мм), а для канала плотномера - среднее значение плотности цемента (1800 кг/м^3). В таком случае требуется перейти на относительные переменные, равные отношению показаний аппаратуры по каналам к их показаниям в эталонах для выбранных номинальных значений. Кроме того, переменную «плотность пласта» следует также перевести в относительную форму, приняв за эталонное значение плотность пласта со средним значением его плотности. В этом случае коэффициенты КПФ сохраняются для любого источника гамма- излучения Цезий-137. В этом случае при реальных измерениях в скважинах в качестве дополнительных констант требуются «эталонные» показания аппаратуры СГДТ в эталонах (с номинальными значениями толщины и плотности пласта и цемента) с тем же самым источником, с которым были выполнены измерения в скважинах.

Таким образом, КПФ будут иметь следующий вид:

- по каналу толщиномера (в мм):

$$T_к = 7{,}7 + A_т \cdot \ln(N_т/N_{тэ}) + B_т \cdot \ln(N_п/N_{пэ}) + C_т \cdot \ln(N_т/N_{тэ}) \cdot \ln(N_п/N_{пэ}) + D_т \cdot \ln(\sigma_п/\sigma_{пэ}) + Q_т \cdot \ln(N_т/N_{тэ}) \ln(N_п/N_{пэ}) \cdot \ln(\sigma_п/\sigma_{пэ});$$

- по каналу плотномера цемента (в кг/м^3):

$$П_ц = 1800 + A_п \cdot \ln(N_т/N_{тэ}) + B_п \cdot \ln(N_п/N_{пэ}) + C_п \cdot \ln(N_т/N_{тэ}) \cdot \ln(N_п/N_{пэ}) + D_п \cdot \ln(\sigma_п/\sigma_{пэ}) + Q_п \cdot \ln(N_т/N_{тэ}) \ln(N_п/N_{пэ}) \cdot \ln(\sigma_п/\sigma_{пэ}).$$

Измерительные процедуры при калибровке аппаратуры СГДТ. Калибровка аппаратуры СГДТ с использованием эталонных моделей пластов основана на прямых измерениях калибруемой аппаратурой толщины трубы и плотности цемента, воспроизводимых эталонами в нормальных условиях. Для построения КПФ регистрируют показания по каналам короткого и длинного зондов с последующей обработкой показаний. Погрешности аппаратуры по каналам оценивают в каждой точке контроля.

Ампулу с источником устанавливают в зондовую часть аппаратуры СГДТ. Размещают аппаратуру СГДТ с источником гамма-излучения Цезий-137 внутри каждой вставки и устанавливают последовательно в скважины эталонов плотности пласта, выполнив измерения в течение 5 минут в верхнем и нижнем образце толщины. Фиксируют показания по обоим каналам (показания 7-ми счетчиков) и заносят их в протокол калибровки в виде матрицы выходных сигналов для каждого канала:

- канал толщиномера:

$$\begin{matrix} N_{т111} & N_{т112} \\ N_{т121} & N_{т122} \\ N_{т131} & N_{т132} \\ N_{т211} & N_{т212} \\ N_{т221} & \boldsymbol{N_{т222}} \\ N_{т231} & N_{т232} \\ N_{т311} & N_{т312} \\ N_{т321} & N_{т322} \\ N_{т331} & N_{т332} \end{matrix}$$

- канал плотномера:

$$\begin{matrix} N_{п111} & N_{п112} \\ N_{п121} & N_{п122} \\ N_{п131} & N_{п132} \\ N_{п211} & N_{п212} \\ N_{п221} & \boldsymbol{N_{п222}} \\ N_{п231} & N_{п232} \end{matrix}$$

$N_{п311}$ $N_{п312}$

$N_{п321}$ $N_{п322}$

$N_{п331}$ $N_{п332}$

Первый индекс соответствует номеру эталона плотности пласта, второй индекс соответствует номеру эталона (образца) плотности цемента, третий индекс соответствует номеру эталона толщины трубы в порядке возрастания значений воспроизводимых величин.

За эталонный выходной сигнал принимаем N_{222} для канала толщиномера (при толщине 7,7 мм с плотностью цемента 1800 кг/м^3 при плотности пласта 2450 кг/м^3) и N_{222} (при плотности цемента 1800 кг/м^3 и тех же других параметрах)

Составляем для канала толщиномера систему 18 уравнений с 5-ю неизвестными коэффициентами.

$$\mathbf{T_{к111} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т111}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п111}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т111}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п111}/N_{п222}) + d\cdot\ln(2070/2450) + q\cdot\ln(N_{т111}/N_{т222})\ln(N_{п111}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);}$$

$$\mathbf{T_{к112} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т112}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п112}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т112}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п112}/N_{п222}) + d\cdot\ln(2070/2450) + q\cdot\ln(N_{т112}/N_{т222})\ln(N_{п112}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);}$$

$$\mathbf{T_{к121} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т121}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п121}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т121}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п121}/N_{п222}) + d\cdot\ln(2070/2450) + q\cdot\ln(N_{т121}/N_{т222})\ln(N_{п121}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);}$$

$$\mathbf{T_{к122} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т122}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п122}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т122}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п122}/N_{п222}) + d\cdot\ln(2070/2450) + q\cdot\ln(N_{т122}/N_{т222})\ln(N_{п122}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);}$$

$$\mathbf{T_{к131} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т131}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п131}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т131}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п131}/N_{п222}) + d\cdot\ln(2070/2450) + q\cdot\ln(N_{т131}/N_{т222})\ln(N_{п131}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);}$$

$$\mathbf{T_{к132} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т132}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п132}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т132}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п132}/N_{п222}) + d\cdot\ln(2070/2450) + q\cdot\ln(N_{т132}/N_{т222})\ln(N_{п132}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);}$$

$$\mathbf{T_{к211} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т211}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п211}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т211}/N_{т222})\cdot\ln(N_{211}/N_{222}) + d\cdot\ln(2450/2450) + q\cdot\ln(N_{т211}/N_{т222})\ln(N_{п211}/N_{п222})\cdot\ln(2450/2450);}$$

$$\mathbf{T_{к212} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т212}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п212}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т212}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п212}/N_{п222}) + d\cdot\ln(2450/2450) + q\cdot\ln(N_{т212}/N_{т222})\ln(N_{п212}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);}$$

$$\mathbf{T_{к221} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т221}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п221}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т221}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п221}/N_{п222}) + d\cdot\ln(2450/2450) + q\cdot\ln(N_{т221}/N_{т222})\ln(N_{п221}/N_{п222})\cdot\ln(2450/2450);}$$

$$\mathbf{T_{к222} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т222}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п222}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т222}/N_{т222})\cdot\ln(N_{222}/N_{222}) +}$$

$$+ d\cdot\ln(2450/2450) + q\cdot\ln(N_{т222}/N_{т222})\ \ln(N_{п222}/N_{п222})\cdot\ln(2450/2450);$$

$$T_{к231} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т231}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п231}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т231}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п231}/N_{п222}) + \\ + d\cdot\ln(2070/2450) + q\cdot\ln(N_{т231}/N_{т222})\ \ln(N_{п231}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$T_{к232} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т232}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п232}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т232}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п232}/N_{п222}) + \\ + d\cdot\ln(2070/2450) + q\cdot\ln(N_{т232}/N_{т222})\ \ln(N_{п232}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$T_{к311} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т311}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п311}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т311}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п311}/N_{п222}) + \\ + d\cdot\ln(2070/2450) + q\cdot\ln(N_{т311}/N_{т222})\ \ln(N_{п311}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$T_{к312} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т312}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п312}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т312}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п312}/N_{п222}) + \\ + d\cdot\ln(2696/2450) + q\cdot\ln(N_{т312}/N_{т222})\ \ln(N_{п312}/N_{п222})\cdot\ln(2696/2450);$$

$$T_{к321} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т321}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п321}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т321}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п321}/N_{п222}) + \\ + d\cdot\ln(696/2450) + q\cdot\ln(N_{т321}/N_{т222})\ \ln(N_{п321}/N_{п222})\cdot\ln(2696/2450);$$

$$T_{к322} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{т322}/N_{т222}) + b\cdot\ln(N_{п322}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т322}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п322}/N_{п222}) + \\ + d\cdot\ln(2696/2450) + q\cdot\ln(N_{т322}/N_{т222})\ \ln(N_{п322}/N_{п222})\cdot\ln(2696/2450);$$

$$T_{к331} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{331}/N_{222}) + b\cdot\ln(N_{п331}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{331}/N_{222})\cdot\ln(N_{п331}/N_{п222}) + \\ + d\cdot\ln(2696/2450) + q\cdot\ln(N_{331}/N_{222})\ \ln(N_{п331}/N_{п222})\cdot\ln(2696/2450);$$

$$T_{к332} = 7{,}7 + a\cdot\ln(N_{332}/N_{222}) + b\cdot\ln(N_{п332}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{332}/N_{222})\cdot\ln(N_{п332}/N_{п222}) + \\ + d\cdot\ln(2696/2450) + q\cdot\ln(N_{332}/N_{222})\ \ln(N_{п332}/N_{п222})\cdot\ln(2696/2450);$$

Составляем для канала плотномера систему 18 уравнений с 5-ю неизвестными коэффициентами.

$$П_{ц\,111} = 1800 + A\cdot\ln(N_{т111}/N_{т222}) + B\cdot\ln(N_{п111}/N_{п222}) + c\cdot\ln(N_{т111}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п111}/N_{п222}) + \\ + D\cdot\ln(2070/2450) + Q\cdot\ln(N_{т111}/N_{т222})\ \ln(N_{п111}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$П_{ц\,112} = 1800 + A\cdot\ln(N_{т112}/N_{т222}) + B\cdot\ln(N_{п112}/N_{п222}) + C\cdot\ln(N_{т112}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п112}/N_{п222}) + \\ + D\cdot\ln(2070/2450) + Q\cdot\ln(N_{т112}/N_{т222})\ \ln(N_{п112}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$П_{ц\,121} = 1800 + A\cdot\ln(N_{т121}/N_{т222}) + B\cdot\ln(N_{п121}/N_{п222}) + C\cdot\ln(N_{т121}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п121}/N_{п222}) + \\ + D\cdot\ln(2070/2450) + Q\cdot\ln(N_{т121}/N_{т222})\ \ln(N_{п121}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$П_{ц\,122} = 1800 + A\cdot\ln(N_{т122}/N_{т222}) + B\cdot\ln(N_{п122}/N_{п222}) + C\cdot\ln(N_{т122}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п122}/N_{п222}) + \\ + D\cdot\ln(2070/2450) + Q\cdot\ln(N_{т122}/N_{т222})\ \ln(N_{п122}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$П_{ц\,131} = 1800 + A\cdot\ln(N_{т131}/N_{т222}) + B\cdot\ln(N_{п131}/N_{п222}) + C\cdot\ln(N_{т131}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п131}/N_{п222}) + \\ + D\cdot\ln(2070/2450) + Q\cdot\ln(N_{т131}/N_{т222})\ \ln(N_{п131}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$П_{ц\,132} = 1800 + A\cdot\ln(N_{т132}/N_{т222}) + B\cdot\ln(N_{п132}/N_{п222}) + C\cdot\ln(N_{т132}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п132}/N_{п222}) +$$

$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(2070/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т132}/N_{т222})\ \ln(N_{п132}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$\Pi_{ц\,211} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{т211}/N_{т222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п211}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{т211}/N_{т222})\cdot\ln(N_{211}/N_{222}) +$$
$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(2450/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т211}/N_{т222})\ \ln(N_{п211}/N_{п222})\cdot\ln(2450/2450);$$

$$\Pi_{ц\,212} = 1800 + \mathbf{a}\cdot\ln(N_{т212}/N_{т222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п212}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{т212}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п212}/N_{п222}) +$$
$$+ \mathbf{d}\cdot\ln(2450/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т212}/N_{т222})\ \ln(N_{п212}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$\Pi_{ц\,221} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{т221}/N_{т222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п221}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{т221}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п221}/N_{п222}) +$$
$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(2450/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т221}/N_{т222})\ \ln(N_{п221}/N_{п222})\cdot\ln(2450/2450);$$

$$\Pi_{ц\,222} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{т222}/N_{т222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п222}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{т222}/N_{т222})\cdot\ln(N_{222}/N_{222}) +$$
$$+ \mathbf{d}\cdot\ln(2450/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т222}/N_{т222})\ \ln(N_{п222}/N_{п222})\cdot\ln(2450/2450);$$

$$\Pi_{ц\,231} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{т231}/N_{т222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п231}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{т231}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п231}/N_{п222}) +$$
$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(2070/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т231}/N_{т222})\ \ln(N_{п231}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$\Pi_{ц\,232} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{т232}/N_{т222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п232}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{т232}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п232}/N_{п222}) +$$
$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(2070/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т232}/N_{т222})\ \ln(N_{п232}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$\Pi_{ц\,311} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{т311}/N_{т222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п311}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{т311}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п311}/N_{п222}) +$$
$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(2070/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т311}/N_{т222})\ \ln(N_{п311}/N_{п222})\cdot\ln(2070/2450);$$

$$\Pi_{ц\,312} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{т312}/N_{т222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п312}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{т312}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п312}/N_{п222}) +$$
$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(2696/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т312}/N_{т222})\ \ln(N_{п312}/N_{п222})\cdot\ln(2696/2450);$$

$$\Pi_{ц\,321} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{т321}/N_{т222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п321}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{т321}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п321}/N_{п222}) +$$
$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(696/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т321}/N_{т222})\ \ln(N_{п321}/N_{п222})\cdot\ln(2696/2450);$$

$$\Pi_{ц\,322} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{т322}/N_{т222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п322}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{т322}/N_{т222})\cdot\ln(N_{п322}/N_{п222}) +$$
$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(2696/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{т322}/N_{т222})\ \ln(N_{п322}/N_{п222})\cdot\ln(2696/2450);$$

$$\Pi_{ц\,331} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{331}/N_{222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п331}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{331}/N_{222})\cdot\ln(N_{п331}/N_{п222}) +$$
$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(2696/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{331}/N_{222})\ \ln(N_{п331}/N_{п222})\cdot\ln(2696/2450);$$

$$\Pi_{ц\,332} = 1800 + \mathbf{A}\cdot\ln(N_{332}/N_{222}) + \mathbf{B}\cdot\ln(N_{п332}/N_{п222}) + \mathbf{C}\cdot\ln(N_{332}/N_{222})\cdot\ln(N_{п332}/N_{п222}) +$$
$$+ \mathbf{D}\cdot\ln(2696/2450) + \mathbf{Q}\cdot\ln(N_{332}/N_{222})\ \ln(N_{п332}/N_{п222})\cdot\ln(2696/2450);$$

Преобразуем каждую из полученных систем уравнений в систему 5-ти нормальных уравнений путем умножения левой и правой частей уравнений на коэффициенты перед неизвестными с последующим суммированием левых и правых частей системы.

Решаем каждую полученную систему нормальных уравнений и находим коэффициенты a, b, c, d, q и A, B, C, D, Q любым известным матричным способом.

Поправку к показаниям аппаратуры СГДТ по измерительному каналу толщиномера в каждой i-й точке контроля определяем по формуле:

$$\theta_{\mathrm{T}i} = \mathrm{T}_{\text{э}i} - \mathrm{T}_{\text{изм}i},$$

где $\mathrm{T}_{\text{изм}i}$–значение толщины, измеренное аппаратурой СГДТ с построенной КПФ в i-й точке контроля; $\mathrm{T}_{\text{э}i}$ –значение толщины, воспроизводимое эталонами в i-й точке контроля.

Погрешность аппаратуры СГДТ по измерительному каналу толщиномера в каждой i-й точке контроля с вероятностью, близкой к 1, определим как сумму поправки (по абсолютной величине) и допускаемой погрешности эталона толщины стенки трубы по формуле:

$$\Delta_{\mathrm{T}i} = |\theta_{\mathrm{T}i}| + \Delta_{\mathrm{T}\text{э}i}.$$

Поправку к показаниям аппаратуры СГДТ по измерительному каналу плотномера в каждой i-й точке контроля определим по формуле:

$$\theta_{\text{Пц}i} = \Pi_{\text{цэ}i} - \Pi_{\text{цизм}i}$$

где $\Pi_{\text{изм}i}$ –значения плотности, измеренной аппаратурой СГДТ с построенной КПФ в i-й точке контроля; $\Pi_{\text{цэ}i}$ –значения плотности, воспроизводимые эталонами в i-й точке контроля.

Погрешность аппаратуры СГДТ по измерительному каналу плотномера в каждой i-й точке контроля с вероятностью, близкой к 1, определим как сумму поправки (по абсолютной величине) и допускаемой погрешности эталона плотности цемента по формуле:

$$\Delta_{\text{Пц}i} = |\theta_{\text{Пц}i}| + \Delta_{\text{Пцэ}i}$$

Пригодность выбранных КПФ подтверждается на практике путем подстановки в них показаний аппаратуры СГДТ в каждой вставке и плотности каждого образца плотности пласта. Полученные по КПФ измеренные значения плотности цемента и толщины стенки колонны незначительно отличаются от аттестованных значений параметров эталонных вставок.

Краткие выводы.

1. Аппаратура СГДТ-НВ содержит два взаимозависимых измерительных канала – толщины стенки стальных труб и плотности вещества в затрубном пространстве. Эти параметры в документации СГДТ приняты как измеряемые величины.

2. Калибровку и поверку аппаратуры СГДТ-НВ выполняют с использованием одних и тех же эталонов – стандартных образцов плотности вещества в затрубном пространстве колонны с заданной толщиной стенки для номинальных диаметров 146, 168 и 178 мм.

3. Калибровку канала толщиномера выполняют путем построения калибровочно-поправочной функции (КПФ) двух переменных – относительных показаний по обоим каканалам.

4. КПФ канала плотномера строят в виде функции двух переменных – зависимость плотности вещества от относительных выходных сигналов в каналах интегрального плотномера и толщиномера.

5. Построение КПФ для аппаратуры типа СГДТ и ЦМ выполняют для разных диаметров колонны, а поверку выполнят для одного диаметра колонны.

6. Построенные КПФ канала плотномера СГДТ и ЦМ не могут быть использованы непосредственно для измерения плотности цементного слоя в затрубном пространстве. Для получения такой возможности КПФ канала плотномера необходимо строить в виде функции трёх переменных – зависимость плотности цемента от относительных выходных сигналов в каналах интегрального плотномера и толщины колонны и плотности пласта при фиксированных диаметрах скважины и колонны.

16. Скважинные термометры и манометры

16.1 Эталоны единиц температуры и давления

Измерительные каналы температуры и давления комплексной скважинной аппаратуры имеют индивидуальные КФ и, как правило, подвергаются калибровке и поверке одновременно по обоим каналам, так как для скважинных манометров необходимо строить семейство КФ при разных значениях температуры. Это вызвано необходимостью коррекции влияния температуры на первичные преобразователи (датчики) давления.

Следовательно, эталон должен воспроизводить и давление и температуру одновременно.

При измерениях в скважинах, выполняемых скважинными термометрами и манометрами, в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- температура в диапазоне от 0 до 150 ^{o}C;
- давление гидростатическое в диапазоне от 0 до 60 МПа.

Допускаемая основная абсолютная погрешность измерений температуры ±0,5^{o}C; допускаемая основная относительная погрешность измерений гидростатического давления ±0,4%.

В качестве эталонов при калибровке и поверке скважинных термометров и манометров применяют следующие установки:

1) УАК-СТМ-100/60 для автоматизированной калибровки скважинных термометров и манометров;

2) термостат "КОНВЕКТОР" в комплекте с грузопоршневым манометром МП-600.

Фотография общего вида установки УАК-СТМ приведена на рис. 40.

Установка УАК-СТМ предназначена для автоматизированной калибровки скважинных термометров и манометров.

Установка воспроизводит следующие параметры:

- температура в диапазоне от 10 до 100°C (для воды) и до 150°C (для кремнийорганической жидкости или трансформаторного масла) с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности ±0,1^{o}C;
- гидростатическое давление в диапазоне от 0 до 60 МПа с пределами допускаемой основной относительной погрешности ±0,2%.

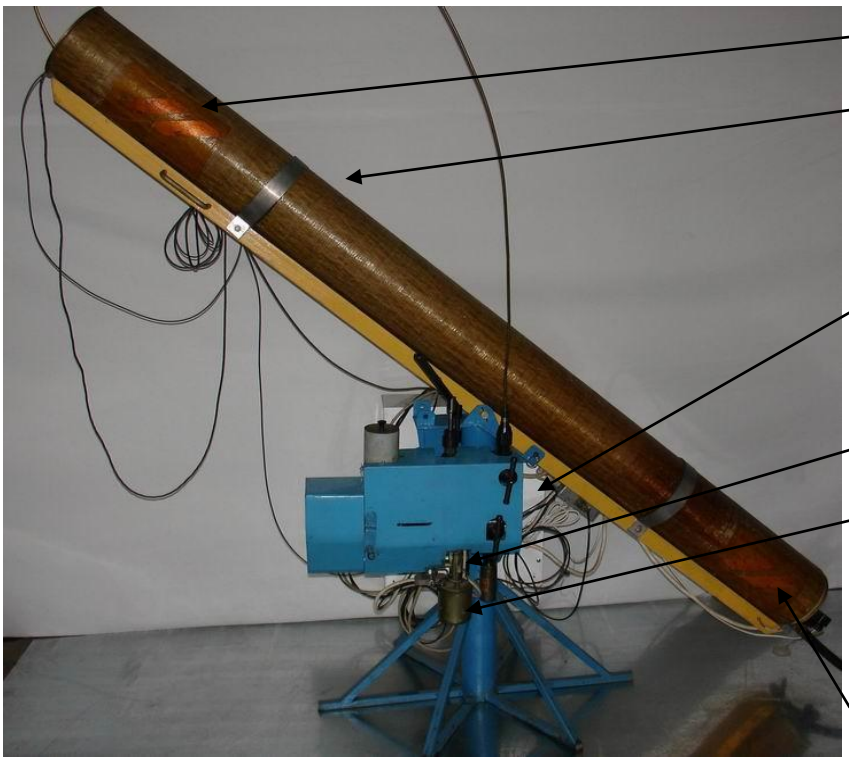


Рис. 40 Установка УАК-СТМ-100/60 для калибровки скважинных термометров и манометров

Установка может воспроизводить только температуру (работать в режиме термостата) без воспроизведения давления и использоваться только для калибровки и поверки термометров.

Конструктивно установка состоит из термокамеры в виде стеклопластиковой трубы (длина камеры 2300 мм и диаметр 180 мм) с датчиками нижнего и верхнего уровней жидкости, насоса высокого давления (помпы) с электроприводом, блока программного управления, пульта ручного управления, эталонного датчика давления и 4-х эталонных датчиков температуры.

Гидростатическое давление создается насосом высокого давления и с помощью латунной трубки и штуцера подается непосредственно на датчик давления скважинного прибора. Одновременно это же давление воздействует на эталонный датчик давления, выходной сигнал которого регистрируется микроконтроллером, преобразуется в код и передается в персональный компьютер.

Температура в термокамере воспроизводится путем нагрева рабочей жидкости (воды или масла или тосола) с помощью двух термоэлектронагревательных (ТЭН) элементов. Эталонные датчики температуры крепятся непосредственно на термодатчики скважинного

прибора и вырабатывают электрический сигнал, пропорциональный температуре. Температурный градиент в термокамере не вносит погрешности в измерительный процесс, поскольку рабочий и эталонный термометры измеряют температуру в одной и той же точке теплоносителя.

При каждой фиксированной температуре в термокамере ступенчато создается давление сначала при его возрастании, а затем при его убывании для оценки вариации показаний манометра.

Сначала собирают кассету из четырех (или трех, или двух) скважинных приборов (можно один) и подключают эталонные платиновые термометры к каждому датчику температуры скважинного прибора и трубки от помпы (компрессора) с маслом к каждому датчику давления. Кассету с приборами помещают в термокамеру и заполняют ее водопроводной водой (или тосолом, или маслом).

Последовательно воспроизводят на установке температуру $T_{20э}$=20°С, $T_{40э}$=40°С, $T_{60э}$=60°С, $T_{80э}$=80 °С, $T_{100э}$=100 °С со скоростью изменения температуры в камере не более 2° в минуту и регистрируют показания каждого скважинного термометра в памяти компьютера. Одновременно при каждом указанном значении температуры автоматически последовательно воспроизводят на установке давление $P_{0э}$=0 МПа, $P_{20э}$=20 МПа, $P_{40э}$=40 МПа, $P_{60э}$=60 МПа, а затем в обратном порядке (в сторону уменьшения давления), и регистрируют показания каждого скважинного манометров в памяти компьютера. Возможны другие точки контроля, например, 0; 10; 20; 30.

Показания канала температуры скважинной аппаратуры (напряжение в мВ) заносятся в исходную калибровочную таблицу 31.

Таблица 31 - Показания канала температуры скважинной аппаратуры (выходной сигнал - напряжение в мВ)

$T_{20э}$=20°С	$T_{40э}$=40°С	$T_{60э}$=60°С	$T_{80э}$=80 °С	$T_{100э}$=100 °С
U_{T20}	U_{T40}	U_{T60}	U_{T80}	U_{T100}

Показания канала давления скважинной аппаратуры (напряжение в мВ) заносятся в исходную таблицу, табл. 32, где первый индекс соответствует номеру точки контроля температуры, а второй индекс соответствует номеру точки контроля давления.

Рассмотренная методика измерений одна и та же при проведении и калибровки (градуировки) и поверки термометров-манометров.

Таблица 32 - Форма для записи показаний канала давления скважинной аппаратуры (напряжение в мВ)

Температура	P_1 = 0 МПа	P_2 = 20 МПа	P_3 = 40 МПа	P_4 = 60 МПа
T_1 = 20°С	U_{11}	U_{12}	U_{13}	U_{14}
T_2 = 40°С	U_{21}	U_{22}	U_{23}	U_{24}
T_3 = 60°С	U_{31}	U_{32}	U_{33}	U_{34}
T_4 = 80°С	U_{41}	U_{42}	U_{43}	U_{44}
T_5 = 100°С	U_{51}	U_{52}	U_{53}	U_{54}

Обычно калибровку измерительных каналов температуры и давления выполняют одновременно, но мы рассмотрим их в отдельности.

16.2. Калибровка канала температуры

Часто КФ канала температуры линейная, не проходит через начало координат и имеет вид:

$$T = T_0 + K_T \cdot I \,. \tag{115}$$

Пусть исходные данные приведены в табл. 27 для пяти воспроизводимых значений температуры (n=5). Определим коэффициент преобразования (постоянную канала) K_T и смещение характеристики T_0 с использованием методики сглаживания результатов измерений методом наименьших квадратов по следующим формулам:

$$K_T = \frac{\sum_{i=1}^{5} T_{эi} \cdot U_i - \frac{1}{5} \cdot \sum_{i=1}^{5} T_{эi} \cdot \sum_{i=1}^{5} U_i}{\sum_{i=1}^{5} U_i^2 - \frac{1}{5} \cdot \sum_{i=1}^{5} U_i \cdot \sum_{i=1}^{5} U_i}; \tag{116}$$

$$T_0 = 0{,}2 \cdot (\sum_{i=1}^{5} T_{эi} - b \cdot \sum_{i=1}^{5} U_i) \,. \tag{117}$$

Пусть в табл. 33 занесены, например, следующие пары экспериментальных данных: температура и напряжение постоянного электрического тока.

Таблица 33 Экспериментальные данные температура и напряжение постоянного электрического тока

$T_{эi}$, °С	20	40	60	80	100
U_i, мВ	201	402	604	804	990

Определим коэффициент преобразования K_T и коэффициент смещения T_o методом наименьших квадратов. Сначала вычислим все суммы, входящие в формулы.

$$\sum T_{эi} = 20+40+60+80+100=300$$
$$\sum U_i = 201+402+604+804+990=3001$$
$$\sum T_{эi}\cdot U_i = 20\cdot 201+40\cdot 402+60\cdot 604+80\cdot 804+100\cdot 990=219660$$
$$\sum U_i^2 = 201\cdot 201+402\cdot 402+604\cdot 604+804\cdot 804+990\cdot 990=2193337$$

Подставим полученные данные.

$$K_T = \frac{219660-\frac{1}{5}\cdot 300\cdot 3001}{2193337-\frac{1}{5}\cdot 3001\cdot 3001} = \frac{219660-180060}{2193337-1801200} = \frac{39600}{392137} = 0{,}10099\frac{град}{мВ}$$
$$T_0 = 0{,}2\cdot(300-0{,}10099\cdot 3001) = -0{,}6142^oC$$

Округленный результат $K_T = 0{,}101\frac{град}{мВ}$.

Таким образом, в нашем примере КФ имеет вид $T=-0{,}61+0{,}101\cdot U$ и ее график представлен на рис. 41.

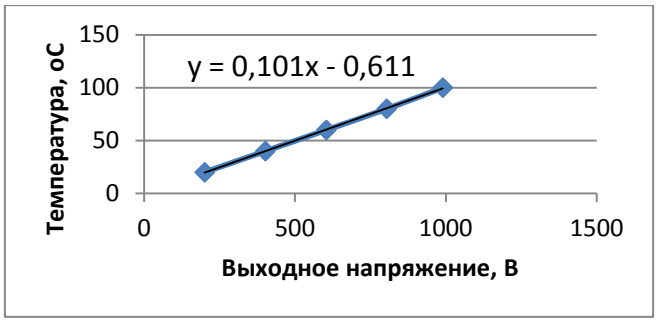


Рис. 41 График КФ канала температуры.

Отметим, что вычисленные значения параметров калибровочной характеристики в EXCEL могут незначительно отличаться от значений параметров, вычисленных по классической методике. Наибольшие отклонения экспериментальных точек от линии принятой КФ в третьей точке равно +0,5% и в пятой точке поправка равна -1,1%.

Учитывая, что допускаемая погрешность калибровочной установки равна ±0,2°С, то в качестве оценки погрешности термометра после его калибровки следует принять сумму абсолютной величины поправки (на аппроксимацию КФ прямой линией) и соответствующей погрешности установки, табл. 34.

Таблица 34 - Результаты обработки измеренных значений при калибровке канала температуры

Эталонное значение температуры	20,0	40,0	60,0	80,0	100,0
Измеренное значение температуры	20,02	40,12	60,32	80,32	98,92
Поправка (на аппроксимацию)	0,02	0,12	0,32	0,32	-1,08
Абсолютная погрешность	±0,22	±0,32	±0,52	±0,52	±1,28

Оценка погрешности термометра в пятой точке контроля превышает нормированную погрешность скважинных термометров ±1°С. Следовательно, чтобы пользоваться линейной КФ термометра, необходимо выполнить его ремонт (настройку) или построить нелинейную КФ, для которой оцененные значения погрешности не превысят допускаемой погрешности.

16.3. Калибровка канала давления при разной температуре

Обычно КФ канала давления линейная и не проходит через начало координат. Если выходным сигналом скважинного манометра является цифровой код *N*, то КФ обычно строится для каждого фиксированного значения температуры и имеет вид

$$P = a + в \cdot N. \qquad (118)$$

Определим коэффициент преобразования (постоянную канала) *в* и начальное давление *а* при $N = N_0$, где N_0 - выходной код, соответствующий *P=0,* методом наименьших квадратов.

$$в = \frac{\sum P_{эi} \cdot N_i - \frac{1}{n} \cdot \sum P_{эi} \cdot \sum N_i}{\sum N_i^2 - \frac{1}{n} \cdot \sum N_i \cdot \sum N_i}; \qquad (119)$$

$$a = \frac{1}{n} \cdot (\sum P_{эi} - в \cdot \sum N_i). \qquad (120)$$

На практике создатели аппаратуры стараются избавиться от коэффициента *а* и используют КФ вида:

$$P = в \cdot (N - N_0). \qquad (121)$$

Часто в производственных условиях по требованию интерпретационной службы для канала давления семейство КФ заменяют одной КПФ в виде линейной функции двух аргументов – выходного сигнала (кода N) и температуры T.

$$P = K_1 + K_2 \cdot T + (K_3 + K_4 \cdot T) \cdot N \,. \qquad (122)$$

Зависимость показаний канала давления от температуры можно принять линейной, полагая, что эти изменения показаний во всём диапазоне изменения температуры незначительны.

Для определения коэффициентов K_1, K_2, K_3 и K_4 необходим следующий минимум исходных данных:

- два эталонных значения давления P_1 и P_2, причем P_1 соответствует минимальному значению воспроизводимого давления, а P_2 - максимальному;

- два эталонных значения температуры T_1 и T_2 , причем T_1 соответствует минимальному значению воспроизводимой температуры, а T_2 – максимальному;

- четыре значения (показания) выходного сигнала манометра N_{11}, N_{12} , N_{21} и N_{22}; при разных сочетаниях давления (первый индекс) и температуры (второй индекс).

Составляем и решаем следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned} P_1 &= K_1 + K_2 \cdot T_1 + (K_3 + K_4 \cdot T_1) \cdot N_{11}; \\ P_2 &= K_1 + K_2 \cdot T_1 + (K_3 + K_4 \cdot T_1) \cdot N_{21}; \\ P_1 &= K_1 + K_2 \cdot T_2 + (K_3 + K_4 \cdot T_2) \cdot N_{12}; \\ P_2 &= K_1 + K_2 \cdot T_2 + (K_3 + K_4 \cdot T_2) \cdot N_{22}. \end{aligned} \qquad (123)$$

Сначала находят промежуточные параметры КФ манометра при температуре 0°С и 100°С в виде коэффициентов a_0, $в_0$, a_{100} и $в_{100}$. по формулам:

$$a_0 = \frac{P_1 \cdot N_{21} - P_2 \cdot N_{11}}{N_{21} - N_{11}}; \qquad (124)$$

$$в_0 = \frac{P_2 - P_1}{N_{21} - N_{11}}; \qquad (125)$$

$$a_{100} = \frac{P_1 \cdot N_{22} - P_2 \cdot N_{12}}{N_{22} - N_{12}}; \qquad (126)$$

$$в_{100} = \frac{P_2 - P_1}{N_{22} - N_{12}}. \qquad (127)$$

Затем вычисляют коэффициенты K_1 – K_4 по следующим формулам:

$$K_1 = a_0; \quad (128)$$

$$K_2 = \frac{a_{100} - a_0}{100 - 0}; \quad (129)$$

$$K_3 = в_0; \quad (130)$$

$$K_4 = \frac{в_{100} - в_0}{100 - 0}. \quad (131)$$

Если в процессе калибровки манометра выполнение измерений давления при 0°С не представляется возможным, например, возможно начать воспроизведение только с T_o=20°С, то формула КФ представляется в ином виде:

$$P = K_1 + K_2 \cdot (T - T_0) + (K_3 + K_4 \cdot T - K_4 \cdot T_0) \cdot N. \quad (132)$$

В этом случае коэффициенты КФ манометра для T_o=20°С вычисляют по следующим формулам:

$$K_1 = a_{20}; \quad (133)$$

$$K_2 = \frac{a_{100} - a_{20}}{100 - 20}; \quad (134)$$

$$K_3 = в_{20}; \quad (135)$$

$$K_4 = \frac{в_{100} - в_{20}}{100 - 20}. \quad (136)$$

Если давления P_1 и P_2 воспроизводятся при пяти значениях температуры 20, 40, 60, 80 и 100 °С, то коэффициенты КФ манометра определяют по следующим формулам:

$$K_1 = a_{20} \quad (137)$$

$$K_2 = 0{,}25 \cdot \left(\frac{a_{40} - a_{20}}{40 - 20} + \frac{a_{60} - a_{20}}{60 - 20} + \frac{a_{80} - a_{20}}{80 - 20} + \frac{a_{100} - a_{20}}{100 - 20}\right); \quad (138)$$

$$K_3 = в_{20}; \quad (139)$$

$$K_4 = 0{,}25 \cdot \left(\frac{в_{40} - в_{20}}{40 - 20} + \frac{в_{60} - в_{20}}{60 - 20} + \frac{в_{80} - в_{20}}{80 - 20} + \frac{в_{100} - в_{20}}{100 - 20}\right). \quad (140)$$

В общем случае в эталоне УАК-СТМ-100/60 нет возможности дважды воспроизвести одни и те же значения P и T, а воспроизводятся лишь разные их сочетания. В этом случае может быть составлена система четырех линейных уравнений с четырьмя неизвестными a, b, c и d в следующем виде:

$$\begin{aligned} P_1 &= a + b \cdot T_1 + c \cdot X_1 + d \cdot T_1 \cdot X_1 \\ P_2 &= a + b \cdot T_2 + c \cdot X_2 + d \cdot T_2 \cdot X_2 \\ P_3 &= a + b \cdot T_3 + c \cdot X_3 + d \cdot T_3 \cdot X_3 \\ P_4 &= a + b \cdot T_4 + c \cdot X_4 + d \cdot T_4 \cdot X_4 \end{aligned} \quad (141)$$

Составим и вычислим основной определитель этой системы

$$\begin{vmatrix} 1 & T_1 & X_1 & T_1 \cdot X_1 \\ 1 & T_2 & X_2 & T_2 \cdot X_2 \\ 1 & T_3 & X_3 & T_3 \cdot X_3 \\ 1 & T_4 & X_4 & T_4 \cdot X_4 \end{vmatrix} \qquad (142)$$

$$\boldsymbol{\Delta = (T_2\text{-}T_1)(T_4\text{-}T_3)(X_1X_2+X_3X_4)+(T_3\text{-}T_1)(T_4\text{-}T_2)(X_1X_3+X_2X_4)+ +(T_4\text{-}T_1)(T_3\text{-}T_2)(X_4X_1+X_2X_3)}.$$

Для нахождения неизвестных коэффициентов *a, b, c* и *d* алгебраическим методом Крамера составим и вычислим соответствующие дополнительные определители, поменяв столбцы в основном определителе на соответствующие эталонные значения.

$$\begin{vmatrix} P_1 & T_1 & X_1 & T_1 \cdot X_1 \\ P_2 & T_2 & X_2 & T_2 \cdot X_2 \\ P_3 & T_3 & X_3 & T_3 \cdot X_3 \\ P_4 & T_4 & X_4 & T_4 \cdot X_4 \end{vmatrix} \quad \text{для } a, \qquad (143)$$

$$\begin{vmatrix} 1 & P_1 & X_1 & T_1 \cdot X_1 \\ 1 & P_2 & X_2 & T_2 \cdot X_2 \\ 1 & P_3 & X_3 & T_3 \cdot X_3 \\ 1 & P_4 & X_4 & T_4 \cdot X_4 \end{vmatrix} \quad \text{для } b, \qquad (144)$$

$$\begin{vmatrix} 1 & T_1 & P_1 & T_1 \cdot X_1 \\ 1 & T_2 & P_2 & T_2 \cdot X_2 \\ 1 & T_3 & P_3 & T_3 \cdot X_3 \\ 1 & T_4 & P_4 & T_4 \cdot X_4 \end{vmatrix} \quad \text{для } c, \qquad (145)$$

$$\begin{vmatrix} 1 & T_1 & X_1 & P_1 \\ 1 & T_2 & X_2 & P_2 \\ 1 & T_3 & X_3 & P_3 \\ 1 & T_4 & X_4 & P_4 \end{vmatrix} \quad \text{для } d. \qquad (146)$$

Разделим каждый из дополнительных определителей на основной определитель матрицы и найдем коэффициенты *a, b, c* и *d*.

Если уравнений больше, чем 4, то их преобразуют в 4 уравнения путем умножения обоих частей на множитель перед каждым коэффициентом *a, b, c* и *d* с последующим суммированием левых и правых частей. Полученную систему решаем матричным способом.

При калибровке скважинных термометров и манометров на установке УАК-СТМ-100/60 в протоколе калибровки автоматически формируется таблица исходных данных (результатов измерений от

эталонных и рабочих датчиков температуры и давления), пример заполнения которой для аппаратуры КСА-4 представлен в табл. 35.

Таблица 35 - Пример представления в протоколе показаний по каналам температуры и давления

Температура, °С			Давление, МПа					
Номинал	Наименован.	Значения	Изменение Р	Наименование строк	**5**	**10**	**20**	**30**
20	$T_э$	20,3	Увеличение Р	Р Этал.	4,9	10,0	20,2	30,1
	$T_{изм}$	20,4		Р Приб.	4,91	10,31	20,31	30,22
	Код.	7175		Код.	4355	6913	12289	17152
	Т Нов.	20,4		Р Нов.	5,0	10,0	20,4	29,9
			Уменьшение Р	Р Этал.	5,1	9,9	19,7	29,9
				Р Приб.	5,14	9,90	19,62	29,90
				Код.	4352	6912	12035	17153
				Р Нов.	5,0	10,0	19,9	29,9
40	$T_э$	41,9	Увеличение Р	Р Этал.	4,9	10,0	20,0	29,9
	$T_{изм}$	41,9		Р Приб.	4,90	10,00	20,07	29,90
	Код.	14336		Код.	4609	7168	12032	17184
	Т Нов.	41,9		Р Нов.	4,9	10,0	19,8	30,1
			Уменьшение Р	Р Этал.	4,9	9,8	19,2	29,7
				Р Приб.	4,90	9,80	19,20	29,70
				Код.	4609	7169	11776	16896
				Р Нов.	4,9	10,0	19,3	29,5
60	$T_э$	61,7	Увеличение Р	Р Этал.	4,9	10,1	20,3	30,2
	$T_{изм}$	61,7		Р Приб.	4,90	10,10	20,30	30,20
	Код.	20739		Код.	4866	7425	12288	17152
	Т Нов.	61,7		Р Нов.	4,9	10,2	20,1	30,1
			Уменьшение Р	Р Этал.	4,9	9,6	19,6	30,0
				Р Приб.	4,90	9,60	19,60	30,00
				Код.	4880	7184	12032	17152
				Р Нов.	4,9	9,7	19,6	30,1
80	$T_э$	81,3	Увеличение Р	Р Этал.	4,8	10,1	20,1	30,0
	$T_{изм}$	81,3		Р Приб.	4,80	10,10	20,10	30,00
	Код.	26881		Код.	4864	7425	12292	17153
	Т Нов.	81,3		Р Нов.	4,7	10,0	20,0	30,0
			Уменьшение Р	Р Этал.	5,1	9,4	18,8	29,7
				Р Приб.	5,10	9,40	18,80	29,70
				Код.	5121	7168	11777	16896
				Р Нов.	5,2	9,4	19,0	29,5
95	$T_э$	95,9	Увеличение Р	Р Этал.	5,0	10,3	20,1	30,2
	$T_{изм}$	95,9		Р Приб.	5,00	10,30	20,10	30,20
	Код.	28640		Код.	5120	7680	20774	30145
	Т Нов.	95,9		Р Нов.	6,7	10,1	-0,3	-0,3
			Уменьшение Р	Р Этал.	4,9	9,7	19,7	29,9
				Р Приб.	4,91	9,71	19,71	29,90
				Код.	6656	11269	20530	30038
				Р Нов.	4,90	9,70	19,70	29,90

В результате обработки измеренных значений параметров, указанных в табл. 35, в протоколе формируются еще две таблицы.

Табл. 36 отражает коэффициенты линейной КФ канала температуры и табл. 37 – коэффициенты пяти линейных функций преобразования канала давления при разных значениях температуры.

Таблица 36 Коэффициенты линейной функции преобразования канала температуры

Коэффициенты	a_m	$в_m$
Прежние	46,81	0,000982
Новые	46,73	0,000983

Таблица 37 Коэффициенты линейной функции преобразования канала давления

Т, °С	20		40		60		80		95	
Коэффициенты	$a_{р20}$	$в_{р20}$	$a_{р40}$	$в_{р40}$	$a_{р60}$	$в_{р60}$	$a_{р80}$	$в_{р80}$	$a_{р95}$	$в_{р95}$
Прежние	-4,0	0,00211	-4,2	0,00211	-4,4	0,00211	-4,5	0,00211	-4,5	0,00212
Новые	-3,9	0,00211	-4,4	0,00212	-5,1	0,00212	-5,3	0,00212	-5,3	0,00213

Если известны параметры прежней КФ, то в этих таблицах указываются и прежние и новые коэффициенты *а* и *в* для каждой КФ.

Если КПФ манометра представлена в виде функции двух переменных, то в протоколе формируется табл. 38 с новыми коэффициентами, а также с прежними коэффициентами (если они были известны).

Таблица 38 Коэффициенты КПФ канала давления

Коэффициенты	K_1	K_2	K_3	K_4
Прежние	4,	00,0075	0,00211	0,00000013
Новые	3,9	0,0202	0,00211	0,00000034

16.4. Поверка скважинных термометров и манометров

Скважинный термометр-манометр поступает на калибровку с КФ: по каналу температуры – с коэффициентами *а* и *в*; по каналу давления – с коэффициентами K_1, K_2, K_3 и K_4,. Если калибровка сква-

жинных термометров и манометров выполняется с помощью установки УАК-СТМ-100/60, то по программе автоматически воспроизводятся установкой заданные значения температуры и давления в тех же точках контроля, что и при градуировке, и регистрируются показания скважинного прибора. В протоколе калибровки должна быть такая же таблица исходных данных, а также таблица погрешностей, форма которой показана табл. 39.

Таблица 39 Таблица поправок и погрешностей

Температура, °С			Давление, МПа					
20	Наимен	Значен	Напрвление	Наименование	5	10	20	30
	Оценка	0,1	Увеличение	Поправка прям	0,01	0,11	0,11	0,12
	Допуск	1,00	Уменьшение	Поправка обр	0,04	0,00	-0,08	0,00
	$P_{гд}$ %	100		Допуск, МПа	±0,4	±0,4	±0,4	±0,4
	Годен			$P_{гд}$ %	100	100	100	100
			Вариация		0,03	0,11	0,19	0,12
			Пригодность		Годен	Годен	Годен	Годен
40	Оценка	**0,1**	Увелич.	Поправка прям	0,00	0,00	0,07	0,00
	Допуск	1,00	Уменьш.	Поправка обр	0,00	0,00	0,00	0,00
	$P_{гд}$ %	100		Допуск, МПа	±0,4	±0,4	±0,4	±0,4
	Годен			$P_{гд}$ %	100	100	100	100
					0,00	0,00	-0,07	0,00
					Годен	Годен	Годен	Годен
60	Оценка	**0,1**	Увелич.	Поправка прям	0,00	0,00	0,00	0,00
	Допуск	1,00	Уменьш.	Поправка обр	0,00	0,00	0,00	0,00
	$P_{гд}$ %	100		Допуск, МПа	±0,4	±0,4	±0,4	±0,4
	Годен			$P_{гд}$ %	100	100	100	100
					0,00	0,00	0,00	0,00
					Годен	Годен	Годен	Годен
80	Оценка	**0,1**	Увелич.	Поправка прям	0,00	0,00	0,00	0,00
	Допуск	1,00	Уменьш.	Поправка обр	0,00	0,00	0,00	0,00
	$P_{гд}$ %	100		Допуск, МПа	±0,4	±0,4	±0,4	±0,4
	Годен			$P_{гд}$ %	100	100	100	100
					0,00	0,00	0,00	0,00
					Годен	Годен	Годен	Годен
95	Оценка	**0,1**	Увелич.	Поправка прям	0,00	0,00	0,00	0,00
	Допуск	1,00	Уменьш.	Поправка обр	0,01	0,01	0,01	0,00
	$P_{гд}$ %	100		Допуск, МПа	±0,4	±0,4	±0,4	±0,4
	Годен			$P_{гд}$ %	100	100	100	100
					0,01	0,01	0,01	0,00
					Годен	Годен	Годен	Годен

Эта таблица формируется автоматически программой в процессе обработки измеренных значений, отображает оценки погрешности и допускаемую абсолютную погрешность и заключение о годности. Указанные в ней поправки $\tilde{\theta}_i$ калибруемых термометра и манометра в каждой *i*-той точке контроля определяются по формулам:

$$\tilde{\theta}_i = T_{эi} - T_i \; ; \qquad \tilde{\theta}_i = P_{эi} - P_i \qquad (147)$$

где T_i и $T_{эi}$ – измеренное и эталонное значения температуры в *i*-той точке контроля; P_i и $P_{эi}$ – измеренное и эталонное значения давления в *i*-той точке контроля.

Подтверждение соответствия скважинных термометров и манометров метрологическим требованиям заключается в подтверждении дальнейшего использования действующих КФ.

Аппаратура по каналам температуры и давления с построенными ранее КФ признается годной к применению с вероятностью 1, если в каждой точке контроля полученная сумма поправки (по абсолютной величине) и предела абсолютной погрешности эталона, не превышает нормированных значений, указанных в паспорте на него, а постоянная времени термометра не превышает 2 с.

Оценку постоянной времени термометра определяют как время, которое занимает переходный процесс для достижения 63% от разности между температурой жидкости $T_{ж}$, куда мгновенно опущен термометр, и температурой воздуха T_0, где находился термометр до погружения.

Поверка скважинных термометров и манометров документируется протоколом и свидетельством о поверке.

Независимо от того, оформляется ли по завершении метрологических работ "*Сертификат калибровки*" или "*Свидетельство о поверке*", в протоколах всегда отражаются все сведения, полученные в ходе метрологических исследований скважинных термометров и манометров.

При этом указываются как поправки, так и пределы допускаемой погрешности термометра и манометра в каждой точке контроля, а также отражается прослеживаемость единиц температуры и давления к государственным эталонам России путем ссылки на Сертификат калибровки установки.

Краткие выводы.

1. Калибровка и поверка термометров и манометров выполняется с использованием одной и той же установки.

2. За погрешность калибровки термометров и манометров принимаются соответствующие допускаемые погрешности применяемых эталонных термометров и манометров.

3. За аддитивную поправку к показаниям термометров и манометров принимается разность между эталонным и измеренным значением, вычисленная во всех точках контроля соответственно по каналам температуры и давления.

4. Критерии для принятия решения о необходимости построения новой КФ $\Delta_{opi} \le |\theta_i| \le 5 \cdot \Delta_{opi}$ - для термометров и $\Delta_{opi} \le |\tilde{\theta}_i| \le 4 \cdot \Delta_{opi}$ - для манометров.

5. Частная динамическая характеристика термометра – постоянная времени, не должна превышать 2 с. Её контроль выполняют с использованием специальной методики и установки.

17 Скважинные расходомеры

17.1 Эталоны единицы расхода жидкости

При контроле разработки нефтегазовых месторождений применяются расходомеры турбинного и термокондуктивного типа. Реальный поток в вертикальной скважине представляет собой совокупность газовых пузырьков, всплывающих в движущейся жидкости. В свою очередь, за счет гравитационных сил, разной плотности и смачиваемости, капли нефти опережают поток воды или капли воды отстают от потока нефти в зависимости от соотношения фаз "вода-нефть". В горизонтальной скважине происходит полное расслоение фаз «вода-нефть-газ».

Поскольку обеспечить близкие к реальным условия калибровки расходомеров затруднительно, то ограничиваются только воспроизведением расхода воды.

При этом в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- расход воды в нагнетательных скважинах (в диапазоне от 0,4 до 100 $м^3$/ч);
- расход (дебит) воды в добывающих скважинах (в диапазоне от 0,1 до 40 $м^3$/ч).

Допускаемая основная абсолютная погрешность $\pm(0{,}1+0{,}04\cdot Q)$ $м^3$/ч.

В качестве эталонов при калибровке и поверке скважинных расходомеров применяют установку УАК-СР-40 для автоматизированной калибровки скважинных расходомеров с верхним пределом измерений до 40 $м^3$/ч.

Установка предназначена для калибровки расходомеров в автоматическом и в ручном режимах. Конструктивно она состоит из трех пар труб из нержавеющей стали разного внутреннего диаметра (64, 130 и 152 мм), соединенных последовательно в единую гидравлическую цепь. Трубы подключены к насосу и эталонному расходомеру. Имеется система дегазации воды и блок программного управления, соединенный с персональным компьютером.

Фотография общего вида установки УАК-СР-40 представлена на рис. 42.

Рис. 42. Установка УАК-СР-40 для калибровки скважинных расходомеров.

17.2 Калибровка расходомера в колоннах разного диаметра

Построение КФ скважинных расходомеров выполняют для каждого внутреннего диаметра строго вертикальной колонны с двумя направлениями потока воды – вертикально вниз (нагнетательные скважины) и вертикально вверх (добывающие скважины). Всего строится шесть КФ в виде функции одной переменной или две характеристики в виде функции двух переменных (зависимость расхода воды от выходного сигнала и внутреннего диметра колонны).

Калибровка расходомера выполняется в следующей последовательности.

Сначала скважинный расходомер размещают в одной из шести труб и подготавливают установку к измерениям. Включают электронасос через преобразователь частоты и плавно устанавливают максимальное значение расхода воды. Через прозрачную трубку наблюдают за проскакиванием пузырьков воздуха до их полного исчезновения, что свидетельствует о готовности установки к работе.

Воспроизводят последовательно эталонные значения расхода воды 0,1; 10; 20; 30; 40 м^3/ч, и регистрируют показания (выходной сигнал – частоту следования импульсов) скважинного расходомера в памяти компьютера, где формируется следующая таблица для пяти пар исходных данных для калибровки расходомера в колонне одного диаметра, табл. 40.

Таблица 40 Исходные данные для калибровки расходомера в колонне одного диаметра.

Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5
F_1	F_2	F_3	F_4	F_1

Обычно КФ расходомера является линейной, не проходит через начало координат. Она строится для каждого фиксированного значения диаметра колонны и имеет вид:

$$Q = q_0 + b \cdot F \,. \qquad (148)$$

Определим коэффициент преобразования b и начальное значение расхода q_0, которое имеет знак "плюс" из-за инерционных свойств турбинного датчика и трения в его осях (расход уже есть, а турбинка не вращается), с использованием методики наименьших квадратов.

$$b = \frac{\sum Q_{эi} \cdot F_i - \frac{1}{n} \cdot \sum Q_{эi} \cdot \sum F_i}{\sum F_i^2 - \frac{1}{n} \cdot \sum F_i \cdot \sum F_i}; \qquad (149)$$

$$q_0 = \frac{1}{n} \cdot (\sum Q_{эi} - в \cdot \sum F_i) \,. \qquad (150)$$

Для нагнетательной или добывающей скважины КПФ расходомера в виде функции двух переменных – выходного сигнала (F) и диаметра D может быть описана следующей зависимостью:

$$Q = a + b \cdot D^2 + c \cdot N + d \cdot D^2 \cdot N \quad . \qquad (151)$$

Для определения коэффициентов a, b, c и d необходим следующий минимум исходных данных:

- два эталонных значения расхода воды Q_1 и Q_2, причем Q_1 соответствует минимальному значению воспроизводимого давления, а Q_2 - максимальному;

- два эталонных значения диаметра D_1 и D_2 , причем D_1 соответствует номинальному значению диаметра 130 мм, а D_2 – максимальному 152 мм;

- четыре значения (показания) выходного сигнала расходомера F_{11}, F_{12} , F_{21} и F_{22} при разных сочетаниях расхода (первый индекс) и диаметра (второй индекс).

Составляем и относительно коэффициентов *a, b, c* и *d* решаем методом определителей следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned} Q_1 &= a + bD_1^2 + cN_{11} + dD_1^2N_{11} \\ Q_1 &= a + bD_2^2 + cN_{12} + dD_2^2N_{12} \\ Q_2 &= a + bD_1^2 + cN_{21} + dD_1^2N_{21} \\ Q_2 &= a + bD_2^2 + cN_{22} + dD_2^2N_{22} \end{aligned} \qquad (152)$$

Реально при калибровке расходомеров воспроизвести дважды одно и то же значение расхода не всегда представляется возможным. Поэтому КПФ двух переменных строят статистическим способом с сочетанием трех диаметром с минимум тремя произвольными значениями расхода в каждой из трех колонн отдельно для потока вниз и потока вверх.

Составляем и относительно коэффициентов *a, b, c* и *d* решаем методом определителей следующую систему из 9-ти уравнений:

$$\begin{aligned} Q_{11} &= a + bD_1^2 + cN_{11} + dD_1^2N_{11} \\ Q_{12} &= a + bD_1^2 + cN_{12} + dD_1^2N_{12} \\ Q_{13} &= a + bD_1^2 + cN_{13} + dD_1^2N_{13} \\ Q_{21} &= a + bD_2^2 + cN_{21} + dD_2^2N_{21} \\ Q_{22} &= a + bD_2^2 + cN_{22} + dD_2^2N_{22} \\ Q_{23} &= a + bD_2^2 + cN_{23} + dD_2^2N_{23} \\ Q_{31} &= a + bD_3^2 + cN_{31} + dD_3^2N_{31} \\ Q_{32} &= a + bD_3^2 + cN_{32} + dD_3^2N_{32} \\ Q_{33} &= a + bD_3^2 + cN_{33} + dD_3^2N_{33} \end{aligned} \qquad (153)$$

Преобразуем эту систему в систему 4-х нормальных уравнений. Для этого необходимо левую и правую части каждого уравнения умножить на соответствующий сомножитель у одного из неизвестных коэффициентов *a, b, c* и *d* и просуммировать по 9 слагаемых отдельно в левой и правой частях.

Если калибровка скважинных расходомеров выполняется с помощью установки УАК-СР-40, то автоматически в протоколе калибровки для каждой из 6-ти колонн формируется таблица исходных данных, пример заполнения которой для аппаратуры ТАГИС в колонне с внутренним диаметром 130 мм представлен в табл. 41.

Таблица 41 - Исходные данные для КФ расходомера в колонне с внутренним диаметром 130 мм для нагнетательных скважин

Q_i, м^3/ч	0,86	7,45	12,13	18,68	37,69
F_i, Гц	24	187	298	458	932

Определим коэффициент преобразования *b* и начальное значение расхода q_0, предварительно вычислив все необходимые суммы.

$$\sum_{i=1}^{5} Q_i = 0{,}86 + 7{,}45 + 12{,}13 + 18{,}68 + 37{,}69 = 76{,}81$$

$$\sum_{i=1}^{5} F_i = 24 + 187 + 298 + 458 + 932 = 1899$$

$$\sum_{i=1}^{5} Q_i \cdot F_i = 0{,}86 \cdot 24 + 7{,}45 \cdot 187 + 12{,}13 \cdot 298 + 18{,}68 \cdot 458 + 37{,}69 \cdot 932 = 48711{,}05$$

$$\sum_{i=1}^{5} F_i^2 = 24^2 + 187^2 + 298^2 + 458^2 + 932^2 = 1202737$$

$$b = \frac{\sum Q_{эi} \cdot F_i - \frac{1}{n} \cdot \sum Q_{эi} \cdot \sum F_i}{\sum F_i^2 - \frac{1}{n} \cdot \sum F_i \cdot \sum F_i} = \frac{48711{,}05 - 0{,}2 \cdot 76{,}81 \cdot 1899}{1202737 - 0{,}2 \cdot 1899 \cdot 1899} = \frac{19538{,}6}{481496{,}8} = 0{,}04058$$

$$q_0 = \frac{1}{n} \cdot (\sum Q_{эi} - в \cdot \sum F_i) = 0{,}2 \cdot (76{,}81 - 0{,}04058 \cdot 1899) = -0{,}0499$$

График полученной КФ канала расходомера аппаратуры ТАГИС для внутреннего диаметра колонны 130 мм для нагнетательных скважин приведен на рис. 43.

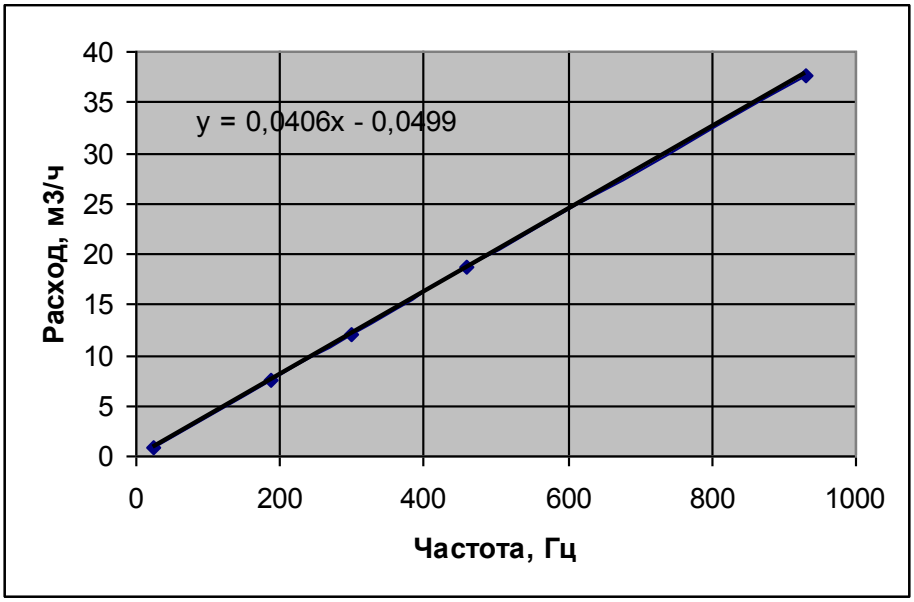


Рис. 43 Пример графика КФ расходомера ТАГИС.

Учитывая, что допускаемая абсолютная погрешность эталонной установки равна ±0,2 м^3/ч, то в качестве оценки погрешности расходомера после его калибровки следует принять арифметическую сумму поправки (по абсолютной величине) на аппроксимацию КФ прямой линией и погрешности установки.

Пример обработки данных при оценке поправок и погрешностей расходомера (в м^3/ч) приведен в табл. 42.

Таблица 42 Поправки и погрешности при калибровке расходомера.

Эталонное значение расхода	0,86	7,45	12,13	18,68	37,69
Измеренное значение расхода	0,92	7,54	12,04	18,54	37,77
Поправка на аппроксимацию	-0,06	-0,09	0,09	0,14	-0,08
Погрешность расходомера после калибровки	**±0,26**	**±0,29**	**±0,29**	**±0,34**	**±0,28**

Из таблицы 37 видно, что максимальная погрешность расходомера после его калибровки в четвёртой точке контроля равна ±0,34 м^3/ч значительно меньше допускаемой абсолютной погрешности ±0,84 м^3/ч.

Построение КПФ двух переменных требует множество сложных вычислений и поэтому выполняется на компьютере по специальным

обрабатывающим программам по исходным данным, полученным на калибровочной установке.

По результатам калибровки расходомера метролог-калибровщик оформляет "Сертификат калибровки", пример которого показан в приложении 8.

17.2 Поверка расходомера

Поверку расходомера выполняют для принятия решения о возможности использования его действующей КФ или КПФ или о необходимости построения для него новой КФ или КПФ.

Поверка расходомера выполняется в упрощенном виде с использованием минимума исходных данных. Используя прежнюю действующую КФ или КПФ расходомера для максимального внутреннего диаметра колонны и выбранного направления потока воды, определяют измеренные значения расхода, воспроизводимые калибровочной установкой, и определяют соответствующие поправки к его показаниям.

Аддитивную поправку $\tilde{\theta}_i$ к показаниям расходомера с действующей КФ в каждой *i*-той точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\theta}_i = Q_{эi} - Q_i \qquad (154)$$

где $Q_{эi}$ и Q_i - эталонное и измеренное значение расхода воды в *i*-той точке контроля.

Расходомер признается годным к применению с вероятностью 1, если в каждой точке контроля полученная сумма абсолютных величин поправки и абсолютной погрешности установки не превышает нормированной погрешности, указанной в его паспорте.

В случае годности поверяемого расходомера с одной из прежних КФ, все остальные КФ расходомера для других диаметров колонны и другого направления потока воды также считаются годными к применению. Допускается измерения в оставшихся пяти колоннах не выполнять.

При положительном результате поверки оформляют "Свидетельство о поверке" расходомера.

При отрицательном результате поверки измерения расходомером повторяют во всех трубах калибровочной установки и строят новое семейство КФ.

Краткие выводы

1. Калибровка и поверка скважинного расходометра выполняется с использованием одной и той же эталонной установки с построением всех необходимых КФ и КПФ.

2. За погрешность калибровки расходометра принимается допускаемая погрешность применяемой установки, например допускаемая погрешность эталонного расходомера на воде.

3. Качество поверки расходомера считается высоким, если показатель $П_{кп}$ более 4.

4. При необходимости на установке УАК-СР-40 вместе с семейством из 6-ти КФ для разных диаметров колонны строят две КПФ в виде функции двух переменных (выходного сигнала и диаметра колонны) для нагнетательных (поток вниз) и добывающих (поток вверх) скважин.

5. Ограничениями применимости эталона УАК-СР-40 являются следующие:

- рабочая жидкость – только пресная (питьевая) вода (смена типа жидкости или эмульсии не предусмотрена);
- расположение колонны – только вертикальное, отсутствие переменного наклона колонны.

6. Дальнейшее направление развития скважинной расходометрии – калибровка расходомеров в потоке «вода-нефть-газ» при разных наклонах оси колонны, а также оценка температурных поправок к показаниям скважинных расходомеров в разных условиях измерений.

18. Скважинные влагомеры нефти

18.1 Эталоны единиц влагосодержания нефти

При калибровке и поверке скважинных диэлькометрических (конденсаторных) влагомеров нефти в нормальных условиях в качестве измеряемого параметра принято влагосодержание нефтепродукта – дизельного топлива (или солярового масла), так как его диэлектрические параметры близки к параметрам нефти. Диапазон измерений влагосодержания от 0 до 60%. Допускаемая основная абсолютная погрешность влагомера ±(1,0+0,04·W)%.

В качестве эталона при калибровке и поверке скважинных влагомеров применяют установку УАК-СВ-60 для автоматизированной калибровки скважинных влагомеров нефти. Фотография общего вида установки УАК-СВ-60 приведена на рис. 44.

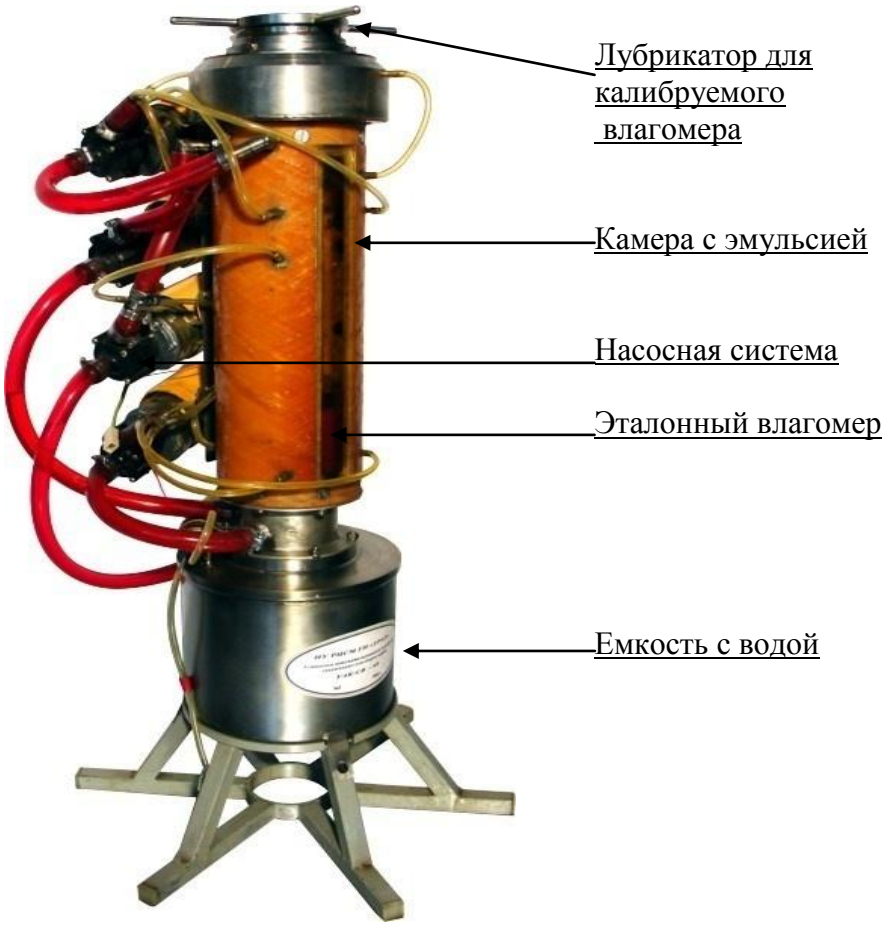


Рис. 44 Общий вид установки УАК-СВ-60

Она состоит из основной камеры с эталонной смесью, системы диспергирования и перемешивания смеси, эталонного датчика влагосодержания нефти. Конструктивно установка выполнена в виде емкости из нержавеющей стали для воды, над которой расположена камера смешения жидкостей из стеклопластиковой трубы диаметром 146 мм (труба-имитатор колонны), заполненная соляркой. Имеется блок программного и ручного управления. Камера смешения совмещена с насосом для струйного диспергирования. В камере находится 100% дизельного топлива, и эталонный датчик влагосодержания емкостного и резистивного типа. В нижней части установки в стальной емкости находится вода.

Установка воспроизводит влагосодержание нефти в диапазоне от 0 до 60% с допускаемой основной абсолютной погрешностью ±(0,5+0,02·W)%.

Технологический процесс автоматической калибровки скважинных влагомеров нефти заключается в том, что во время работы калибруемого скважинного влагомера в камеру с дизельным топливом с помощью насосной системы порциями добавляется вода из сливного резервуара в нижней части установки. Эталонный датчик непрерывно измеряет текущее значение влагосодержания жидкости в камере.

По окончании цикла калибровки диспергированная смесь за счет гравитационных сил разделяется на первоначальные составляющие. Дизельное топливо всплывает в камеру, а вода сливается в стальную емкость установки. Через 2 часа после выключения установка вновь готова к повторной работе. Диаметр калибруемых скважинных приборов 36 и 42 мм.

18.2 Калибровка влагомера нефти

КФ скважинного влагомера нефти в общем случае представляет собой зависимость влагосодержания нефти от частоты следования импульсов или числового кода на его выходе. Она имеет нелинейную зависимость и может быть представлена в виде параболической функции:

$$W = a + в \cdot N + c \cdot N^2, \qquad (155)$$

где W – влагосодержание нефти; N – код на выходе влагомера; *а, в, с* – коэффициенты функции преобразования.

Построение КФ влагомера основано на прямых измерениях влагосодержания, воспроизводимого калибровочной установкой, и его выходного сигнала. Выполняют однократные измерения этих параметров.

Пример КФ влагомера МКС-5 приведен на рис. 45.

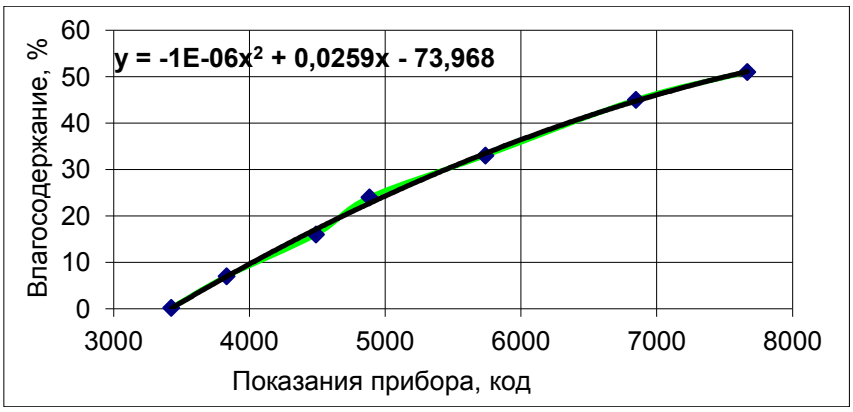


Рис. 45. График калибровочной функции влагомера МКС-5.

В итоге по результатам калибровки КФ влагомера МКС-5 имеет следующий вид:

$$W = -74 + 0{,}0259 \cdot N + 1{,}0 \cdot 10^{-6} \cdot N^2 .$$

18.3 Поверка влагомера нефти

Используя прежнюю КФ калибруемого влагомера, например, характеристику, представленную на рис. 45, определяют измеренные значения влагосодержания, воспроизводимые калибровочной установкой, и заносят в таблицу, пример которой дан в табл. 43.

Таблица 43 Пример обработки данных при поверке влагомера нефти

Номер точки	Выходной код	$W_{изм}$, %	$W_э$, %	$\tilde{\theta}$, %	$\Delta_э$, %	$\tilde{\Delta}_о$, %	$\Delta_{ор}$, %
1	3425	0,2	0,2	0,0	±0,002	±0,002	±0,5
2	4333	6,7	7,0	0,3	±0,007	±1,06	±0,76
3	4491	16,4	16,8	0,4	±0,016	±0,42	±0,83
4	4885	23,0	22,3	-0,7	±0,022	±0,72	±0,95
5	5739	33,0	33,0	-0,0	±0,033	±0,03	±1,16
6	6847	45,0	44,4	-0,6	±0,044	±0,64	±1,39
7	7667	51,0	51,0	0,0	±0,051	±0,051	±1,52

Аддитивную поправку $\tilde{\theta}_i$ измерений влагосодержания в каждой i-той точке контроля определяют по формуле

$$\tilde{\theta}_i = W_{эi} - W_i \qquad (156)$$

где $w_{эi}$ и w_i эталонное и измеренное значения влагосодержания в i-той точке контроля.

Модуль поправки суммируется с погрешностью установки и получают оценку абсолютной погрешности влагомера.

Влагомер признается годным к применению с вероятностью 1, если в каждой точке контроля полученная сумма поправки (по абсолютной величине) и абсолютной погрешности эталона не превышает нормированного значения погрешности, указанной в его паспорте.

Поскольку скважинные влагомеры нефти в большинстве случаев являются индикаторами влагосодержания нефти и показатели точности для них не нормированы, то на практике каждый раз осуществляется только построение индивидуальной КФ, а их поверка часто не выполняется.

Краткие выводы.

1. Калибровка и поверка влагомеров выполняется с использованием одной и той же эталонной установки на основе однородной водонефтяной эмульсии.

2. За оценку погрешности калибровки влагомеров принимается допускаемая погрешность эталонной установки.

3. При измерениях в колонне добывающей нефтегазовой скважины часто при низких дебитах наблюдается макро неоднородная среда и водонефтяная эмульсия отсутствует. Поскольку реальные условия измерений отличаются от условий калибровки скважинных влагомеров, то измерения влагосодержания выполняются с непредсказуемой погрешностью.

19. Скважинные резистивиметры

19.1 Эталоны единиц удельной электрической проводимости

При калибровке и поверке скважинных индукционных резистивиметров в нормальных условиях в качестве измеряемого параметра принята удельная электрическая проводимость (УЭП) в диапазоне от 0,025 до 50 См/м (Сименс на метр).

Допускаемая основная относительная погрешность резистивиметра (δ_{op}), вычисляются по формуле:

$$\delta_{op} = \pm\left[5 + 0{,}04 \cdot (\frac{50}{\sigma} - 1)\right]\%, \qquad (157)$$

где σ– удельная электрическая проводимость в См/м.

Калибровка индукционных резистивиметров в условиях производственных геофизических предприятий выполняется методом прямых измерений УЭП жидкости. В качестве эталонных средств измерений применяют СО УЭП в виде водного раствора хлористого натрия различной концентрации.

СО УЭП объединены в калибровочную установку, которая состоит из шести скважин-стаканов диаметром 110 мм и высотой 0,9 м, расположенных в два ряда в термостате, рис. 46.

Рис. 46 Фото общего вида комплекта СО УЭП.

В цилиндрических стаканах содержатся аттестованные водные растворы хлористого натрия с УЭП в диапазоне от 0,1 до 20 См/м. Аттестация СО УЭП производится методом прямых измерений поверенным лабораторным кондуктометром типа КЛ-4.

Калибровка скважинного индукционного резистивиметра в этом случае заключается в погружении его последовательно в стандартные образцы УЭП с последующим измерением воспроизводимых значений не менее трех раз.

В настоящее время для калибровки резистивиметров применяется установка УАК-СИР для автоматизированной калибровки скважинных индукционных резистивиметров. Фотография общего вида установки УАК-СИР приведена на рис. 47.

Рис. 47 Фотография общего вида установки УАК-СИР.

Диапазон воспроизведения удельной электрической проводимости (УЭП) равен от 0,1 до 50 См/м и разбит на 5 точек контроля. Че-

тыре точки из них – водные растворы поваренной соли разной концентрации, воспроизводящие следующие диапазоны по УЭП:

- без ёмкости – (0,1 - 0,5) См/м - водопроводная вода;
- ёмкость №1 – (2 - 3) См/м – водный раствор поваренной соли;
- ёмкость №2 – (4 - 6) См/м – водный раствор поваренной соли;
- ёмкость №3 – (9 - 11) См/м – водный раствор поваренной соли;
- ёмкость №4 – (18 - 50) См/м – водный раствор поваренной соли.

Объём каждой ёмкости с растворами – 5 литров.

Допускаемая основная относительная погрешность воспроизведения УЭП (δ_{op}), вычисляются по формуле:

$$\delta_{op} = \pm\left[2 + 0{,}5 \cdot (\frac{50}{\sigma} - 1)\right]\%, \qquad (158)$$

где σ – удельная электрическая проводимость в См/м.

Диаметр калибруемых скважинных приборов от 34 до 38 мм. В качестве стандартного образца УЭП используется водопроводная вода, а также вода с растворённой в ней поваренной солью.

Калибруемый резистивиметр размещают в рабочей камере установки. Во время его работы с помощью насосной системы водный раствор хлористого натрия перекачивается из сосудов в нижней части установки в рабочую камеру. Эталонный датчик непрерывно измеряет текущее значения УЭП в рабочей камере. Эталонное и измеренное значение УЭП поступает в персональный компьютер на обработку в режиме калибровки и в режиме поверки.

19.2 Калибровка резистивиметра

КФ скважинного резистивиметра в общем случае представляет собой линейную зависимость УЭП от числового кода (или напряжения) на его выходе и может быть представлена в виде таблицы, графика или формулы.

В аналитическом виде КФ прибора МРИ-38 представляет собой линейную функцию

$$\sigma = K_p \cdot (N - N_0) \text{ или } \sigma = \sigma_0 + K_p \cdot N, \qquad (159)$$

где σ – измеряемый параметр - УЭП; K_p – коэффициент преобразования; N – цифровой код на вы выходе резистивиметра; N_o – циф-

ровой код на вы выходе при расположении датчика в воздухе ("Нуль в воздухе" - когда $\sigma = 0$); σ_0 - значение проводимости при $N = 0$.

Пример исходных данных для построения КФ резистивиметра представлены в табл. 44.

Таблица 44 исходные данные для построения КФ резистивиметра.

УЭП, См/м	0,000	0,309	1,268	6,954	15,157
Код	206	335	650	2507	5169

Если занести исходные данные в электронную таблицу EXCEL и построить график с отображением формулы, то получим изображение, показанное на рис. 48.

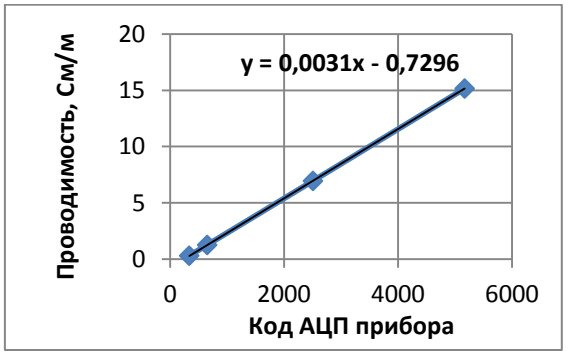


Рис. 48 Пример КФ резистивиметра - $\sigma = -0{,}73 + 0{,}0031 \cdot N$.

Погрешность скважинного индукционного резистивиметра с построенной КФ принимается равной допускаемой погрешности эталонного кондуктометра.

19.3 Поверка резистивиметра

Используя прежнюю КФ резистивиметра, например, характеристику, представленную на рис. 48, определяют измеренные значения УЭП, воспроизводимые калибровочной установкой, и заносят их в табл. 45.

Поправку $\tilde{\theta}_i$ к показаниям резистивиметра в каждой *i*-той точке контроля определяют по формуле

$$\theta_i = \sigma_{эi} - \sigma_i \ , \qquad (160)$$

где σ_i и $\sigma_{эi}$ – измеренное и эталонное значение УЭП в *i*-той точке контроля.

Таблица 45 Результаты обработки данных при поверке скважинного индукционного резистивиметра.

Номер точки контроля	Выходной код датчика	Эталонное значение УЭП, См/м	Измеренное значение УЭП, См/м	Поправка, См/м	$\Delta_э$, См/м	$\tilde{\Delta}_o$, См/м	$\Delta_{ор}$, См/м
1	295	0,1	0,1	0	±0,25	±0,25	±0,50
2	2378	2,72	2,75	-0,03	±0,29	±0,32	±0,61
3	4966	6,08	6,08	0	±0,34	±0,34	±0,74
4	8196	10,28	10,23	0,05	±0,40	±0,45	±0,91
5	13882	14,20	14,40	-0,2	±0,46	±0,66	±1,07

Резистивиметр признается годным к применению с вероятностью 1, если в каждой точке его контроля полученная сумма поправки (по абсолютной величине) и абсолютной погрешности эталона не превышает допускаемой погрешности, указанной в его паспорте.

Результаты поверки резистивиметра оформляются протоколом поверки произвольной формы и "Свидетельством о поверке".

Краткие выводы.

1. Калибровка и поверка индукционных резистивиметров выполняется с использованием одной и той же эталонной установки на основе водных растворов хлористого натрия.

2. За погрешность калибровки резистивиметров принимается допускаемая погрешность эталонной установки.

3. Качество поверки можно считать высоким, если показатель $П_{кп}$ более 5.

20. Скважинные плотномеры жидкости

20.1 Эталоны единиц плотности жидкости

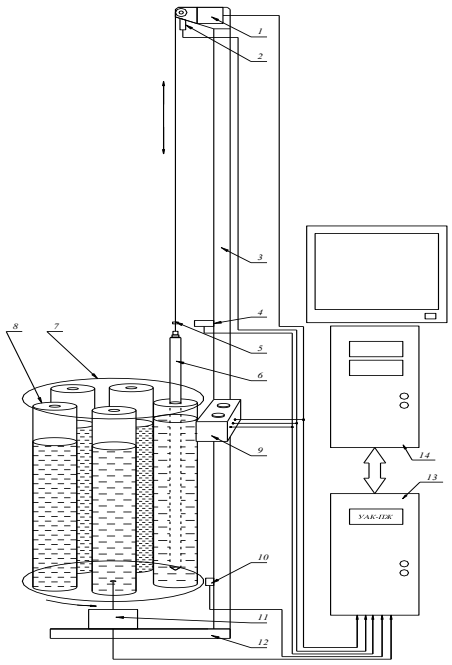
Скважинные измерения плотности жидкости выполняют с целью определения свойств и состава смеси жидкостей в обсадной колонне нефтегазовой скважины.

Измерения плотности жидкости производят радиоактивными и акустическими методами (ГГП-1м, ПА 1-36-120/60). Измерения радиоактивными методами основаны на зависимости поглощения и рассеяния гамма-квантов в жидкости между источником и детектором гамма-квантов. Жидкость с большей плотностью поглощает большее количество гамма-квантов и меньшее их количество поступает в детектор и регистрируется на выходе скважинного прибора. Поэтому КФ с увеличением выходного сигнала плотномера имеет падающий вид.

Диапазон измерений плотности жидкости от 650 кг/м^3 до 1200 кг/м^3 . Допускаемая абсолютная погрешность ±50 кг/м^3.

В качестве эталонных средств измерений плотности применяются стандартные образцы плотности жидкости в виде скважин-стаканов (рис. 49), а также установка УАК-ПЖ для автоматизированной калибровки скважинных плотномеров жидкости (рис. 50).

Рис. 49 Фото комплекта СО плотности жидкости.



а

б

Рис.50 а) – Схема установки УАК-ПЖ (1 – привод подъёмной лебёдки; 2 – верхний датчик положения скважинного прибора; 3 – стойка; 4 – нижний датчик положения скважинного прибора; 5 – магнитный маркер; 6 – скважинный плотномер; 7 – крышка; 8 – ёмкости; 9 – пульт ручного управления; 10 – датчик положения емкостей; 11 – привод вращения платформы емкостей; 12 – основание);
б) – Фотография общего вида установки УАК-ПЖ со скважинным прибором.

Скважины-стаканы имеют глубину 800 мм и заполнены жидкостями с различными значениями плотности в диапазоне от 650 до 1200 кг/м^3. Перечень и параметры используемых стандартных образцов плотности жидкости приведены в табл. 46.

Таблица 46 параметры используемых СО плотности жидкости

№ ёмкости	Наименование жидкости	Плотность, кг/м^3
1	Бензин	650÷700
2	Дизельное топливо	760÷820
3	Водопроводная вода	998÷1000
4	Водный раствор NaCl	1050÷1100
5	Глицерин	1250÷1280
6	Вода промывочная	1000

Для аттестации СО используются ареометры с ценой деления 1 кг/м^3 и допускаемой основной абсолютной погрешностью ±0,5 кг/м^3. С их помощью методом прямых измерений определяются воспроизводимые значения плотности жидкостей при температуре 20±2 ^{o}С.

Концентрированный водный раствор NaCl для четвертой емкости приготавливается из соотношения 1 кг поваренной соли на 5 литров водопроводной воды. Объем каждой ёмкости составляет 20 л.

Установка УАК-ПЖ состоит из следующих узлов: основания; стойки; емкостей с жидкими эталонами плотности; привода вращения платформы с емкостями; привода подъемной лебедки; верхнего и нижнего датчика положения скважинного прибора; датчика положения емкостей; пульта ручного управления; блока сопряжения со скважинным прибором.

Работа установки основана на последовательной размещении скважинного плотномера в емкостях с эталонами плотности жидкости. Поворот стаканов и спуск-подъем скважинного прибора производятся по программе. Измерение плотности эталонов производятся заранее и вносятся в программу работы установки.

Цикл работы установки УАК-ПЖ в режиме калибровки и поверки включает следующие операции:

1) проворачивание и угловое позиционирование платформы с емкостями, заполненными эталонными жидкостями;

2) спуск скважинного прибора в ёмкость с эталонной жидкостью;

3) автоматическое измерение выходного сигнала плотномера;

4) подъём скважинного плотномера;

5) поворот и угловое позиционирование барабана на следующей ёмкости с эталонной жидкостью с последующим автоматическим измерением выходного сигнала скважинного плотномера;

6) обработка данных калибровки, формирование "Протокола калибровки", "Сертификата калибровки" или "Свидетельства о поверке".

20.2 Калибровка плотномера жидкости

Калибровка скважинного плотномера жидкости заключается в его последовательном погружении в скважину каждого стандартного образца плотности жидкости и выполнении измерений воспроизводимой плотности.

КФ аппаратуры ГГП в общем случае представляет собой зависимость плотности жидкости от частоты следования импульсов на выходе. Она имеет незначительную нелинейность и аппроксимируется линейной зависимостью, которую представляют в виде таблицы, графика или формулы.

КФ, например, аппаратуры ГГП-1м в аналитическом виде представляет собой линейную функцию

$$\delta_{ж} = 998 + K \cdot (N_{в} - N), \qquad (161)$$

где $\delta_{ж}$ - плотность жидкости; N – выходной сигнал плотномера – частота следования импульсов в имп/мин, $N_{в}$ – выходной сигнал плотномера – частота следования импульсов имп/мин при измерении плотности воды, K – постоянная канала плотномера.

Построение КФ гамма-плотномера жидкости основано на прямых измерениях плотности жидкости, воспроизводимой СО, и регистрации выходного сигнала аппаратуры. При этом зонд аппаратуры ГГП последовательно помещают в цилиндрические сосуды с жидкостью таким образом, чтобы центр зонда (середина между источником и детектором) находился в центре сосуда. Выполняют пятикратные измерения плотности, воспроизводимой каждым СО, и фиксируют выходной сигнал.

Определяют среднее арифметическое значение выходного сигнала $\overline{N_i}$ при каждом воспроизводимом значении плотности жидкости.

Полученные пары данных заносят в табл. 47, где третий столбец соответствует измерениям в пресной воде.

Таблица 47 Исходные данные для построения КФ плотномера.

$\overline{N}_1$	$\overline{N}_2$	$\overline{N}_3$	$\overline{N}_4$	$\overline{N}_5$
ρ_1	ρ_2	ρ_3	ρ_4	ρ_5

Определим коэффициент K функции преобразования (постоянную канала) как среднее арифметическое из четырех пар значений в табл. 47.

Рассмотрим числовой пример. Пусть в таблицу 48 занесены, например, следующие пары экспериментальных данных частоты сле-

дования импульсов (верхняя строка в Имп/мин) и плотности (нижняя строка в кг/м^3).

Таблица 48 Исходные данные для построения КФ плотномера ГГП-1.

670	820	998	1100	1200
18202	14452	10002	7452	4962

Определим коэффициент преобразования K по всем столбцам за исключением третьего:

$$K_1 = \frac{998-670}{18202-10002} = \frac{328}{8200} = 0{,}04$$

$$K_2 = \frac{998-820}{14452-10002} = \frac{178}{4450} = 0{,}04$$

$$K_4 = \frac{998-1100}{7452-10002} = \frac{-102}{-2550} = 0{,}04$$

$$K_5 = \frac{998-1200}{4962-10002} = \frac{-202}{-5040} = 0{,}0401$$

Среднее арифметическое по четырем значениям K=0,04.

Таким образом, в нашем примере КФ имеет вид $\delta_{ж} = 998 - 0{,}04 \cdot (10000 - N)$ и ее график представлен на рис. 51.

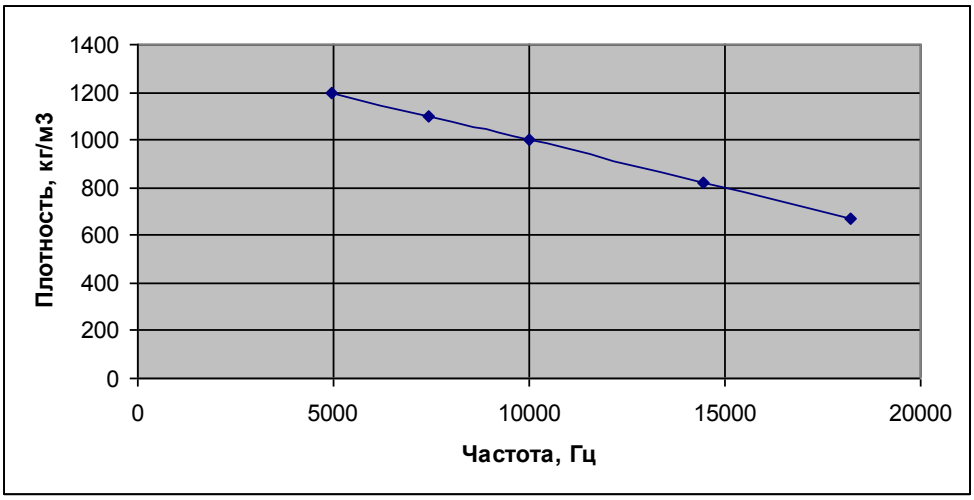


Рис. 51 График КФ гамма-плотномера жидкости ГГП-1м $\delta_{ж} = 998 - 0{,}04 \cdot (10000 - N)$.

20.3 Поверка плотномера жидкости

При поверке подтверждается соответствие плотномера метрологическим требованиям. Аппаратура ГГП-1м поступает на поверку с действующей КФ через 3 или 6 месяцев после градуировки.

Зонд калибруемой аппаратуры ГГП последовательно помещают в цилиндрические сосуды с жидкостью таким образом, чтобы центр зонда (середина между источником и детектором) находился в центре сосуда. Выполняют пятикратные измерения плотности, воспроизводимой каждым СО плотности жидкости.

Определяют среднее арифметическое значение выходного сигнала $\overline{N_i}$ при каждом воспроизводимом значении плотности жидкости.

Полученные пары данных заносят в таблицу 43, что использовалась при калибровке плотномера.

Аддитивную поправку $\tilde{\theta}_i$ измерений в каждой i-той точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\theta}_i = \rho_{эi} - \rho_i \,. \qquad (162)$$

Аппаратура ГГП признается годной к применению с вероятностью 1, если в каждой точке контроля выполняется неравенство

$$\left|\tilde{\theta}_i\right| + \left|\Delta_{орэi}\right| \le \left|\Delta_{орi}\right| = 50 \text{ кг/м}^3. \qquad (163)$$

Например, аппаратура ГГП-1 поступила на калибровку в метрологическую службу предприятия с КФ в виде графика, представленного на рис. 53.

Пусть в табл. 49 занесены, например, следующие пары экспериментальных данных – частоты следования импульсов как среднее арифметическое показаний аппаратуры в имп/мин и эталонное значение плотности жидкости.

Таблица 49 Показания плотномера ГГП-1 СО плотности

$\overline{N}_i$	18833	14520	10125	7412	4916
$W_{эi}$	670	820	998	1100	1200

Результаты обработки экспериментальных данных при поверке плотномера ГГП-1представлены в виде табл. 50.

Таблица 50 Результаты обработки экспериментальных данных при поверке плотномера ГГП-1.

№	$\overline{N}_i$ имп/мин	$\delta_{эi}$ кг/м^3	$\overline{\delta}_i$, кг/м^3	θ_i кг/м^3	$\Delta_{ori э}$ кг/м^3	$\tilde{\Delta}_o$ кг/м^3	Δ_{ori} кг/м^3	$П_{кп}$
1	18833	670	645,1	24,9	±10	±35	±50	5
2	14920	820	801,6	18,4	±10	±28	±50	5
3	10125	998	993,4	4,6	±2	±6,6	±50	25
4	7412	1100	1101,9	-1,9	±5	±7	±50	10
5	4516	1200	1217,8	-17,8	±10	±28	±50	5

В данной таблице: $\Delta_{ori} = \pm 50$ кг/м^3- допускаемая основная абсолютная погрешность аппаратуры ГГП-1м; $\Delta_{ori} = \pm 10$ кг/м^3- допускаемая основная абсолютная погрешность СО плотности жидкости.

Краткие выводы

1. Калибровка и поверка плотномеров жидкости выполняется с использованием одной и той же эталонной установки.

2. За оценку погрешности калибровки плотномеров жидкости принимается допускаемая погрешность применяемых стандартных образцов плотности жидкости.

3. Качество поверки можно считать высоким, если показатель $П_{кп}$ более 5.

4. При измерениях в колонне добывающей нефтегазовой скважины часто при низких дебитах наблюдается макро неоднородная среда и водонефтяная эмульсия отсутствует. Поскольку реальные условия измерений отличаются от условий калибровки скважинных плотномеров жидкости, то измерения плотности выполняются с непредсказуемой погрешностью.

21. Измерителей глубины погружения зонда в скважину

21.1 Общие сведения об измерениях глубины скважин

Глубина пробуренных нефтегазовых и других скважин определяется различными способами как в процессе их бурения, так и в процессе ГИС в открытом стволе и в зацементированных колоннах нефтегазовых скважин.

В качестве средств измерений глубины скважины применяются следующие средства:

- колонна бурильных труб, длина каждой из которых измерена заранее с погрешностью ±2 мм;
- канат буровой лебедки (измеряется длина его перемещения);
- стальная (колтюбинговая) труба (измеряется длина части трубы, спущенной в скважину);
- геофизический кабель диаметром от 5 мм до 36 мм, размеченный магнитными метками на базе или на скважине;
- стальная проволока, размеченная магнитными метками и предназначенная для спуска и подъема автономных приборов.

Иногда для измерения длины кабеля и проволоки применяют мерные ролики, показатели точности которых сравнительно низкие из-за их проскальзывания относительно кабеля и проволоки.

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

- разметка кабеля с учетом некоторых влияющих факторов на удлинение кабеля по наиболее вероятным их значениям, принятым за нормальные условия разметки для каждой типовой конструкции и пространственного положения скважины;
- коррекция систематических погрешностей, обусловленных отличием реальных значений влияющих факторов в рабочих условиях измерений от номинальных значений в нормальных условиях градуировки (разметки), после (или в процессе) каротажа.

Однако реальные условия в скважинах существенно отличаются от условий стационарной (на базе) разметки. При этом коррекция возникающих систематических погрешностей не производится. Это происходит по двум причинам: 1) не определены константы, отражающие свойства кабеля конкретного типа, необходимые при изме-

рении длины; 2) не определены значения влияющих факторов в скважине.

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

Кроме того, при измерениях глубин залегания объектов в наклонно направленных скважинах возникают методические погрешности. Они обусловлены отклонением оси кабеля от оси скважины, так как свободно подвешенный кабель выбирает минимальное расстояние между точками касания стенки скважины. Это расстояние по кабелю всегда короче длины оси скважины.

Процедура разметки кабеля сводится к нанесению на него "штрихов" (невидимых магнитных меток) в нормальных условиях на базе или при спуске в скважину и является операцией периодической калибровки кабеля как средства измерений длины.

За нормальные условия стационарной разметки кабеля на базе приняты следующие:

- температура окружающего воздуха 20±5 ^{o}C;
- плотность бурового раствора 1 г/см^{3};
- свободное раскручивание кабеля отсутствует (концы кабеля жестко закреплены на лебедке каротажного подъемника и на стационарной лебедке разметочной установки);
- натяжение воспроизводится ступенчато через каждые 500 м длины кабеля;
- скорость движения кабеля при разметке постоянна (в пределах от 1500 до 3000 м/ч).

Дополнительные погрешности измерений глубины скважин размеченным геофизическим кабелем обусловлены реакцией кабеля на воздействие температуры жидкости или газа в скважине, выталкивающей силой жидкости в скважине, трением брони кабеля о стенку скважины, свободным раскручиванием кабеля (с одним закрепленным концом), отличием растягивающей нагрузки в скважине и при стационарной разметке. Эти погрешности могут быть уменьшены введением экспериментальных или расчетных поправок.

За оценку погрешности градуировки (разметки) кабеля принимается погрешность эталона - разметочной установки, а при поверке – погрешность поверенной рулетки. Проблема оценки погрешности методики выполнения глубины скважины с использованием размеченного кабеля является чрезвычайно актуальной.

21.2 Эталоны единицы длины для разметки кабеля

На предприятиях разметку геофизического кабеля магнитными метками, наносимыми на его броню, выполняют с помощью стационарных установок УРС-10 или УРС-1010. Они были разработаны и выпускались институтом НИИГИ в г. Грозном с 1970 г. по 1993 г. С 2004 г. ЦМИ "Урал-Гео" выпускает стационарные установки УАРК-10-5-12, УАРК-10-16-36 и полевые УАРК-1-5-12 и УАРК-1-16-36 для автоматизированной разметки кабеля диаметром от 5 до 12 мм или от 16 до 36 мм. Стационарные установки хранят и воспроизводят длину (расстояние между магнитными метками) 10 м, а полевые - 1 м.

Установка УРС-1010 содержит основание с мерной механической базой 10000 ± 1 мм, устройство, стирающее старые магнитные метки, электромагнит, наносящий новые метки, датчик меток для считывания нанесенных меток, блок управления и систему измерения натяжения кабеля. В этих условиях оценки реальной погрешности воспроизведения расстояний между магнитными метками на кабеле не должны превышать допускаемой относительной погрешности ±0,01%.

Общий вид установки УАРК-10-12 показан на рис. 52.

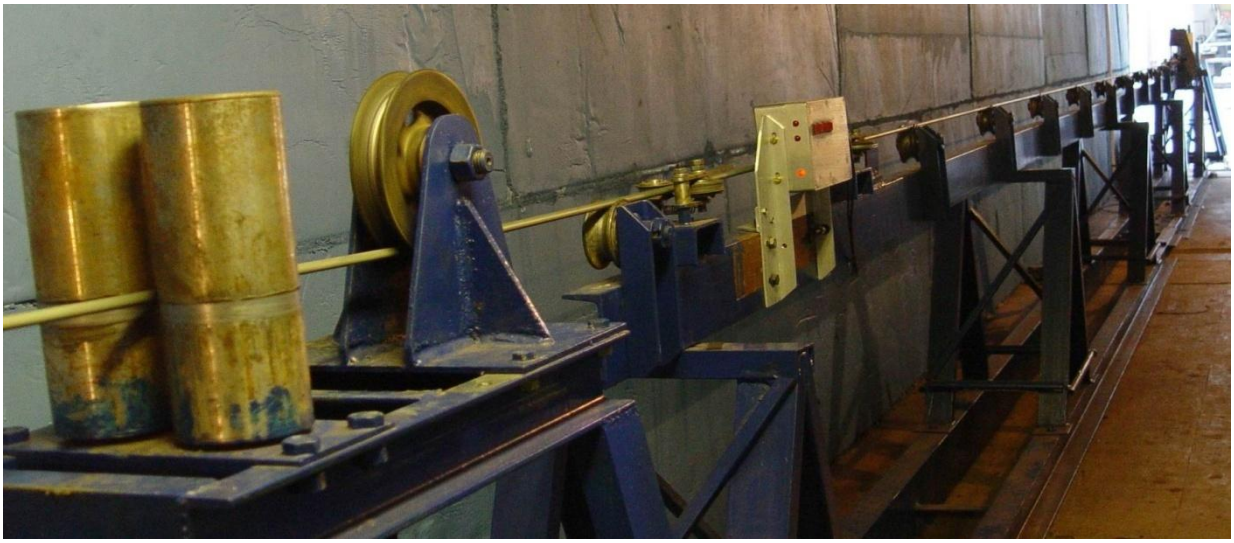


Рис. 52. Фотография общего вида установки УАРК-10-12 для автоматизированной разметки геофизического кабеля.

Установка может иметь любую механическую базу из ряда 10, 5 или 2 м в зависимости от размеров помещения для разметки кабеля, но магнитные метки ставятся через 10 м (лишние метки стираются).

Разметка выполняется при переменном натяжении, рассчитанном для условий вертикальной скважины для заданной плотности бурового раствора.

В установке конструктивно обособлены два независимых разнесенных в пространстве блока – блок нанесения (записи) и блок считывание магнитных меток. Предварительно тщательно выполняется настройка базовой магнитной длины 10 м с максимальной абсолютной погрешностью ±0,5 мм при номинальной скорости разметки 3000 м/ч. Допускаемая основная относительная погрешность разметки кабеля ±0,01%.

Установка УАРК-1-12-П предназначена для автоматизированной разметки магнитными метками бронированных геофизических кабелей в полевых условиях непосредственно в процессе спуска геофизического зонда в скважину или при его подъёме из скважины.

Установка УАРК-1-12-П состоит из следующих узлов и блоков:

- мерной базы - основания с устройствами нанесения магнитных меток на кабель и датчиком магнитных меток;
-выходного крыла с размагничивающим устройством;
- поводка крепления установки к водильнику лебедки;
- пульта управления с индикатором.

Принцип работы установки основан на периодическом намагничивании участков брони кабеля, длиной не более 25 см, полярностью SNS равномерно через каждые 10 м во время его спуска в скважину или подъема из нее. Разметка кабеля выполняется при любой скорости движения кабеля.

Установка навешивается на горизонтальный участок кабеля между каротажной лебёдкой и нижним роликом на буровой установки и с помощью поводка крепления присоединяется к водильнику каротажной лебёдки. Измерительный блок устанавливается на фиксаторы основания в исходное положение электромагнитом в сторону скважины (датчиком меток в сторону лебедки подъёмника).

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

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

Схема взаимодействия электронных блоков и узлов установки УАРК-1-5-12-П для полевой разметки кабеля показана на рис. 53.

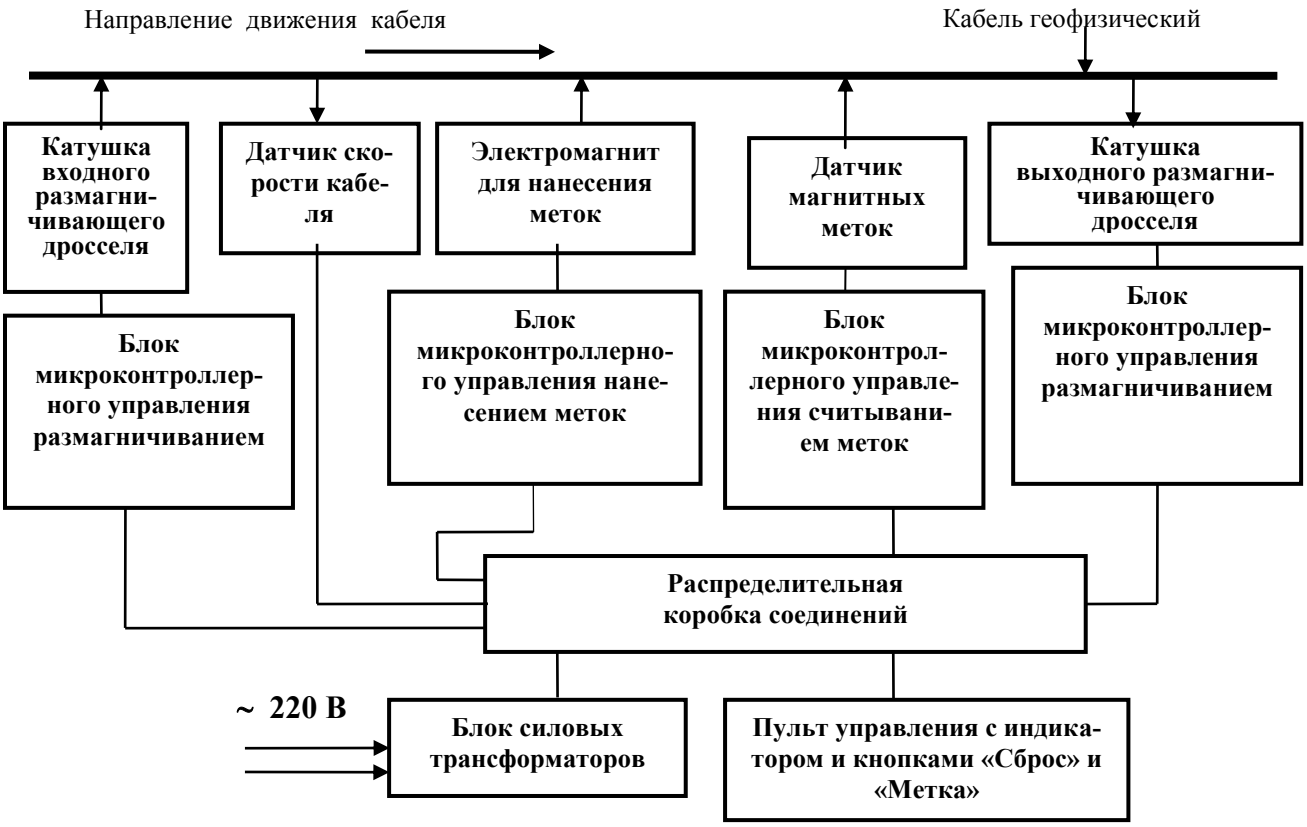


Рис. 53. Структурная схема соединений электронных узлов и блоков полевой разметочной установки УПРК-1-12.

Кабель проходит магнитную очистку входным управляемым размагничивающим дросселем, находящимся постоянно во включенном состоянии. После нажатия кнопки "Метка" на блоке управления на кабель наносится первая магнитная метка, которая перемещается к датчику меток измерительного блока. В момент считывания нанесенной метки датчиком меток вырабатывается управляющий сигнал на простановку следующей метки. После нанесения 10-й метки от блока микропроцессорного управления считыванием меток поступает сиг-

нал в блок микропроцессорного управления размагничиванием, который выключает катушку выходного размагничивающего дросселя во время прохождения метки. Затем через вычисляемый интервал времени, зависящий от скорости движения кабеля, определяемой с помощью датчика скорости перемещения кабеля, катушка выходного размагничивающего дросселя вновь включается. Таким образом, на кабеле остается каждая десятая метка. В момент, когда требуется нанесение дополнительной сигнальной метки, катушка выходного размагничивающего дросселя выключается на удвоенный период времени. Если требуется нанесение двух дополнительных сигнальных меток, то катушка выходного размагничивающего дросселя выключается на утроенный период времени, а затем вновь включается. Пульт управления индицирует текущие значения длины кабеля в метрах и скорость его перемещения в км/ч. Нажатие кнопки "Сброс" на пульте управления возвращает электронные блоки установки в исходное стартовое состояние. Блок трансформаторов подключен к сети 220 В и обеспечивает питание электронных блоков постоянным током напряжением 5 В и блоков микропроцессорного управления размагничиванием постоянным током напряжением 60 В.

21.3 Калибровка (разметка) кабеля

Периодичность разметки кабеля - 3 месяца.

В качестве нормальных условий стационарной разметки кабеля принято ступенчатое изменение натяжения через каждые 500 метров его длины при температуре воздуха плюс (20±5)^{o}С. Значения натяжения при разметке кабеля КГ1-55-130 приведены в табл. 51.

Таблица 51 Натяжения кабеля КГ1-55-130 при его разметке

Интервал глубины, м	Плотность бурового раствора, г/см^3		
	1,0	**1,5**	**2,0**
0-500	150	100	100
500-1000	250	250	200
1000-1500	400	350	300
1500-2000	550	450	400
2000-2500	700	600	500
2500-3000	800	700	600
3000-3500	950	850	700

Калибровка выполняется в следующей последовательности. Метки наносятся на его бронированную оплётку на расстоянии фиксированной мерной базы установки 10 м. На размеченном кабеле через каждые 10 м остаются основные метки и по одной дополнительной сигнальной метке через каждые 500 м, а также по две дополнительные сигнальные метки через каждые 1000 м.

21.4 Поверка кабельного измерителя глубины

Периодической поверке (один раз в год) подвергается вся система "стационарная (или полевая) разметочная установка – кабель" в процессе метрологических исследований разметочной установки органами ведомственной метрологической службы.

Поверка разметочных установок УАРК-10-12, УАРК-10-36, УАРК-1-12-П и УАРК-1-36-П заключается в сравнении длины участка кабеля не менее 200 м, измеренной разметочной установкой и рулеткой. Напротив середины начальной и конечной магнитных меток наносятся механические метки. Расстояние межу этими механическими метками измеряют поверенной рулеткой. Разность между этими расстояниями не должно превышать на длине 200 м ±0,02 м для стационарных установок и ±0,05 м для полевых установок.

Вопросы для самопроверки

1. Какие датчики применяют в зондах аппаратуры гамма-каротажа?
2. Какие эталоны единицы мощности экспозиционной дозы гамма- излучения применяются для калибровки аппаратуры интегрального ГК?
3. Как выглядит формула функции преобразования (КФ) канала ГК-И?
4. Каков порядок калибровки аппаратуры ГК-И?.
5. Какие физические величины воспроизводятся эталонами для аппаратуры нейтронного каротажа (НК)
6. Каков порядок калибровки аппаратуры НК с использованием СО.
7. Каковы операции поверки аппаратуры НК с использованием имитаторов?
8. Каковы физические основы измерений плотности пласта аппаратурой плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК)?
9. Каков порядок калибровки аппаратуры ГГК?
10. Каков порядок поверки аппаратуры ГГК?
11. Каковы физические основы измерений толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве аппаратурой СГДТ?
12. В чем различие аппаратуры СГДТ и ЦМ?
13. Какие эталоны используются для калибровки аппаратуры СГДТ и ЦМ?
14. Каков порядок калибровки аппаратуры СГДТ?
15. Какие эталоны используют для калибровки скважинных термометров и манометров?
16. Каков порядок калибровки каналов температуры и давления скважинной аппаратуры?
17. Какие эталоны используют для калибровки скважинных расходомеров
18. Каков порядок калибровки скважинных расходомеров?
19. Каков порядок поверки скважинных расходомеров?
20. Какие эталоны используют для калибровки скважинных влагомеров нефти
21. Каков порядок калибровки скважинных влагомеров нефти?
22. Каков порядок калибровки скважинных плотномеров?
23. Каков порядок калибровки скважинных резистивиметров?
24. Какие способы применяю для измерений глубины скважины?
25. Какие эталоны используются для разметки кабеля?
26. Каковы способы калибровка измерителей глубины скважины?
27. Какова методика поверки размеченного кабеля?

Заключение

1. Метрологическая деятельность геофизической компании является составной частью ее производственной деятельности по оказанию сервисных геофизических услуг недропользователям. Наличие высокоточных эталонов единиц параметров пластов и скважин определяет область технической компетентности кампании. Метрологическая служба компании должна удовлетворять требования международного стандарта ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2006.

2. Система метрологического обеспечения предусматривает обеспечение единства скважинных измерений и достижение требуемых показателей точности, регламентированных для каждого конкретного типа этой аппаратуры. Единство измерений достигается прослеживаемостью "привязки" единиц величин, выбранных для геофизической аппаратуры, к государственным эталонам России или к государственным стандартным образцам состава и свойств горных пород, пересеченных скважиной. Метрологическая служба геофизического предприятия должна быть оснащена аттестованными эталонами (стандартными образцами, калибровочными установками, имитаторами измеряемых величин) и утвержденными методиками калибровки измерительных каналов скважинной аппаратуры.

3. Для аппаратуры электрического и акустического каротажа, для каверномеров и инклинометров регламентирована номинальная (стандартная, типовая) функция преобразования и периодическая градуировка такой аппаратуры не требуется. Её калибровка сводится к определению поправок к стандартной шкале аппаратуры. Для остальных видов скважинной аппаратуры требуется построение новой индивидуальной калибровочной функции. Если в результате поверки индивидуально градуируемой аппаратуры оцененные значения ее погрешности незначительны, то дальнейшая эксплуатация аппаратуры допускается с использованием прежней КФ.

4. Для ядерно-геофизической аппаратуры требуется семейство основных и дополнительных КФ, построенных с использованием первичных и специальных эталонов для разных геолого-технических условий измерений в скважинах.

5. При калибровке аппаратуры производится оценка коэффициентов КФ и погрешности аппаратуры. Эти оценки указываются в "Сертификате о калибровке". При этом производится отбраковка ап-

паратуры, когда оценки погрешности превышают их нормированные допускаемые значения. Обычно метрологи предприятия "Сертификат о калибровке" аппаратуры оформляют только в том случае, когда оценки погрешности не превышают нормированных значений. При обязательной поверке аппаратуры оформляется "Свидетельства о ее поверке".

6. Достоверная исходная измерительная информация является основой любой формы управления, анализа, прогнозирования, планирования, контроля и регулирования. Она важна в научных исследованиях, при изучении природных явлений, при оценке ресурсов любой страны с целью определения их запасов, контроля за их рациональным извлечением и использованием, а также с целью охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности.

7. Геофизические исследования в скважинах базируются главным образом на скважинных измерениях. Требуется дальнейшее совершенствование как самой науки о скважинных измерениях, так и эталонов для скважинной аппаратуры. Развитие метрологического обеспечения аппаратуры будет осуществляться в направлении снижения ее дополнительных погрешностей путем определения и использования поправок к ее показаниям или измеренным значениям параметров.

Список использованной литературы

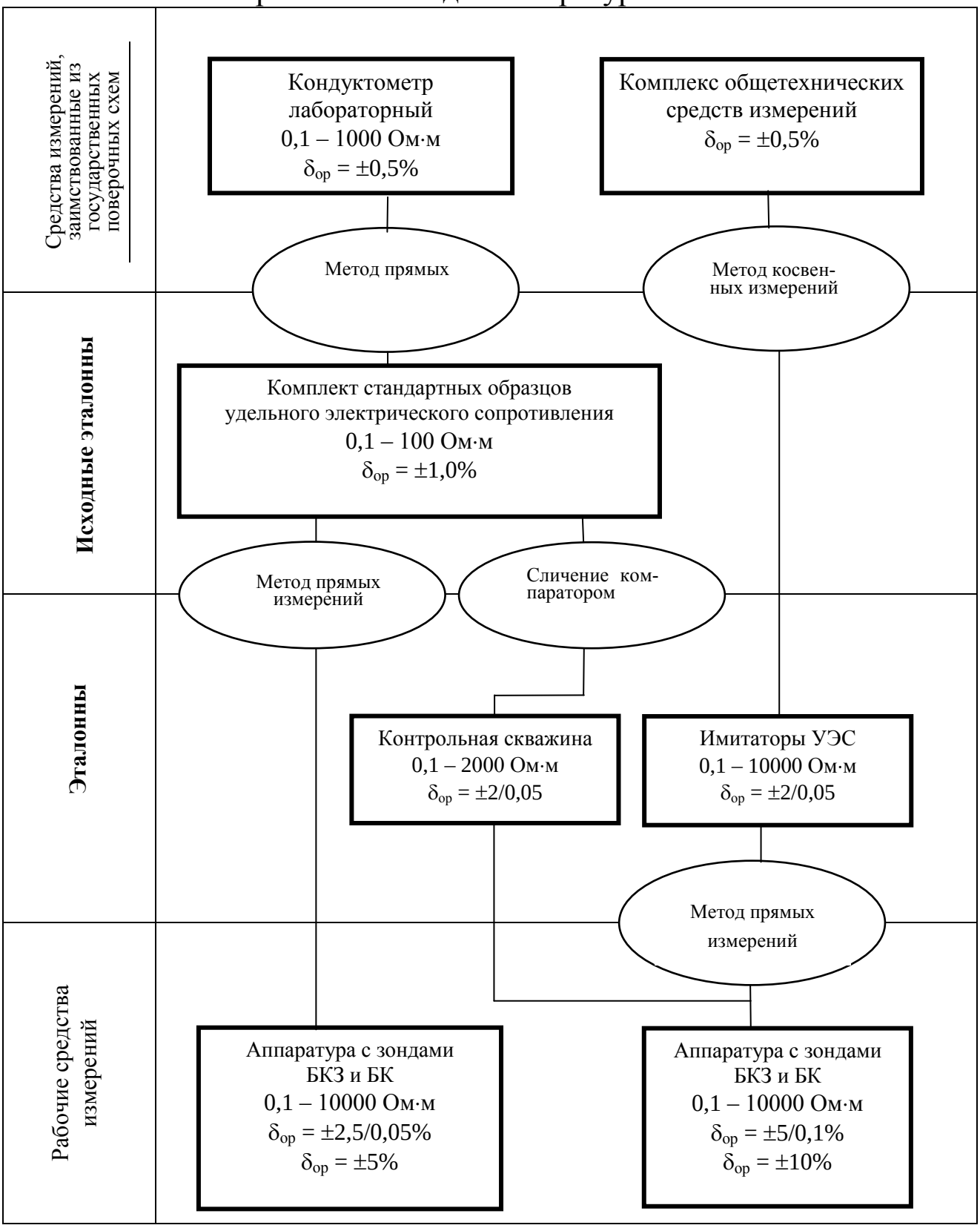
1. ГОСТ 8.009-72 ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.
2. ГОСТ 8.010-72 ГСИ. Общие требования к стандартизации и аттестации методик выполнения измерений.
3. ГОСТ 22609-77. Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения.
4. ГОСТ 22868-77. Растворы удельной электрической проводимости стандартные. Технические требования и методы испытаний.
5. ГОСТ 26116-84 Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия.
6. ГОСТ 8.447-81 Инклинометры. Методы и средства поверки.
7. *Кузнецов В.А., Исаев Л.К., Шайко И.А.* Метрология. - М.: ФГУП "Стандартинформ", 2005. - 300 с.
8. *Лобанков В.М.* Инструментальные погрешности скважинных измерений параметров нефтегазовых пластов// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности.- 2007.- Август, М.-ВНИИОЭНГ.
9. *Лобанков В.М.* Калибровка скважинной геофизической аппаратуры. - Уфа: "Новый стиль", 2011.-169 с.
10. *Лобанков В.М.* Основы метрологии геофизических измерений. Градуировка, калибровка и поверка скважинной геофизической аппаратуры// Курс лекций. - Уфа: "Новый стиль", 2009.-152 с.
11. *Лобанков В.М.* Основы метрологии//Учебное пособие - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015.-198 с.
12. *Лобанков В.М.* Технология автоматизированной градуировки и калибровки скважинной геофизической аппаратуры// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности.- 2007.-Ноябрь.-ВНИИОЭНГ.
13. *Лобанков В.М., Александров С.С.* Основы метрологического обеспечения скважинной геофизической аппаратуры// Методические указания для студентов специальности 0802.02.-Уфа,- УНИ.- 1989.–37с.
14. *Лобанков В.М., Гарейшин З.Г., Подковыров А.В.* Метрологическое обеспечение инклинометрии и глубинометрии нефтегазовых скважин// Бурение и нефть.- 2005.-Июль-август.

15. *Лобанков В.М., Святохин В.Д.* Система обеспечения единства измерений параметров нефтегазовых пластов и скважин// Научно-технический вестник "Каротажник".-2005.-№10-11.
16. *Лобанков В.М., Святохин В.Д.* Эталонные модели пластов и скважин для нефтепромысловой геофизики// Нефтегазовое дело.- Том 5.- №2.-2007.-УГНТУ.
17. *Лобанков В.М., Широков В.Н.* Методические указания по метрологическому обеспечению промыслово-геофизической аппаратуры// М.: Изд. МИНГ им. И.М. Губкина.- 1987.- 55с.
18. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин/ А.М. Блюменцев, Г.А. Калистратов, В.М. Лобанков, В.П. Цирульников.-М.: Недра, 1991.-266 с.
19. Об обеспечении единства измерений/ Закон Российской Федерации № 102-ФЗ от 26 июня 2008 г.
20. О техническом регулировании/ Закон Российской Федерации №184-ФЗ от 27.2.2002 с изменениями от 01.05.2007.
21. *Широков В.Н., Лобанков В.М.* Метрология, стандартизация, сертификация: Учебник. - М.: МАКС Пресс, 2008.-498 с.
22. Theys P. Log data acquisition and quality control// Second edition.- Editions Technip.-Paris.-1999.-453p.
23. VIM-3 International vocabulary of metrology - Basic and general concepts and associated terms.-3rd edition.-2008.

ПРИЛОЖЕНИЯ

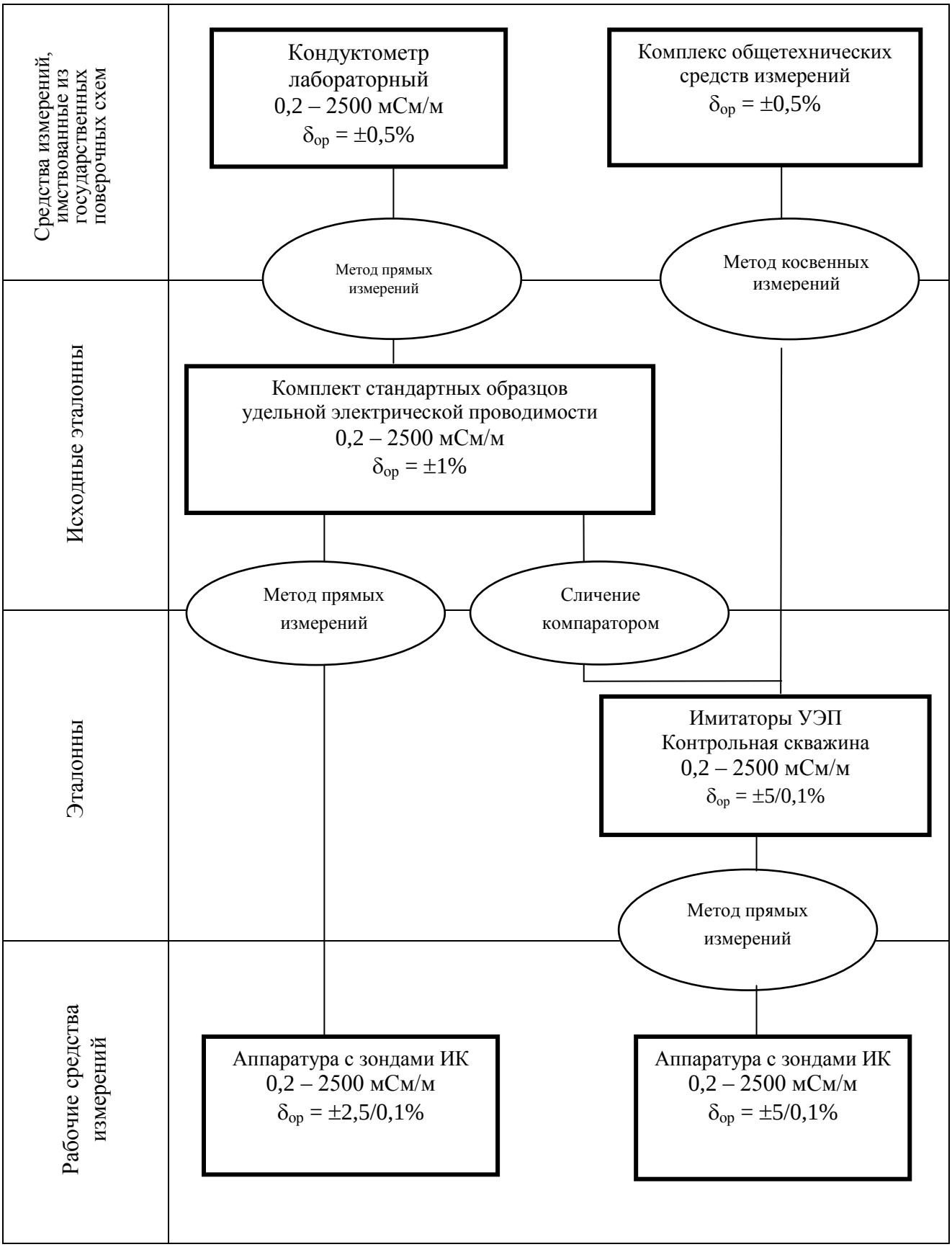
Приложение 1

Поверочная схема для аппаратуры БКЗ и БК



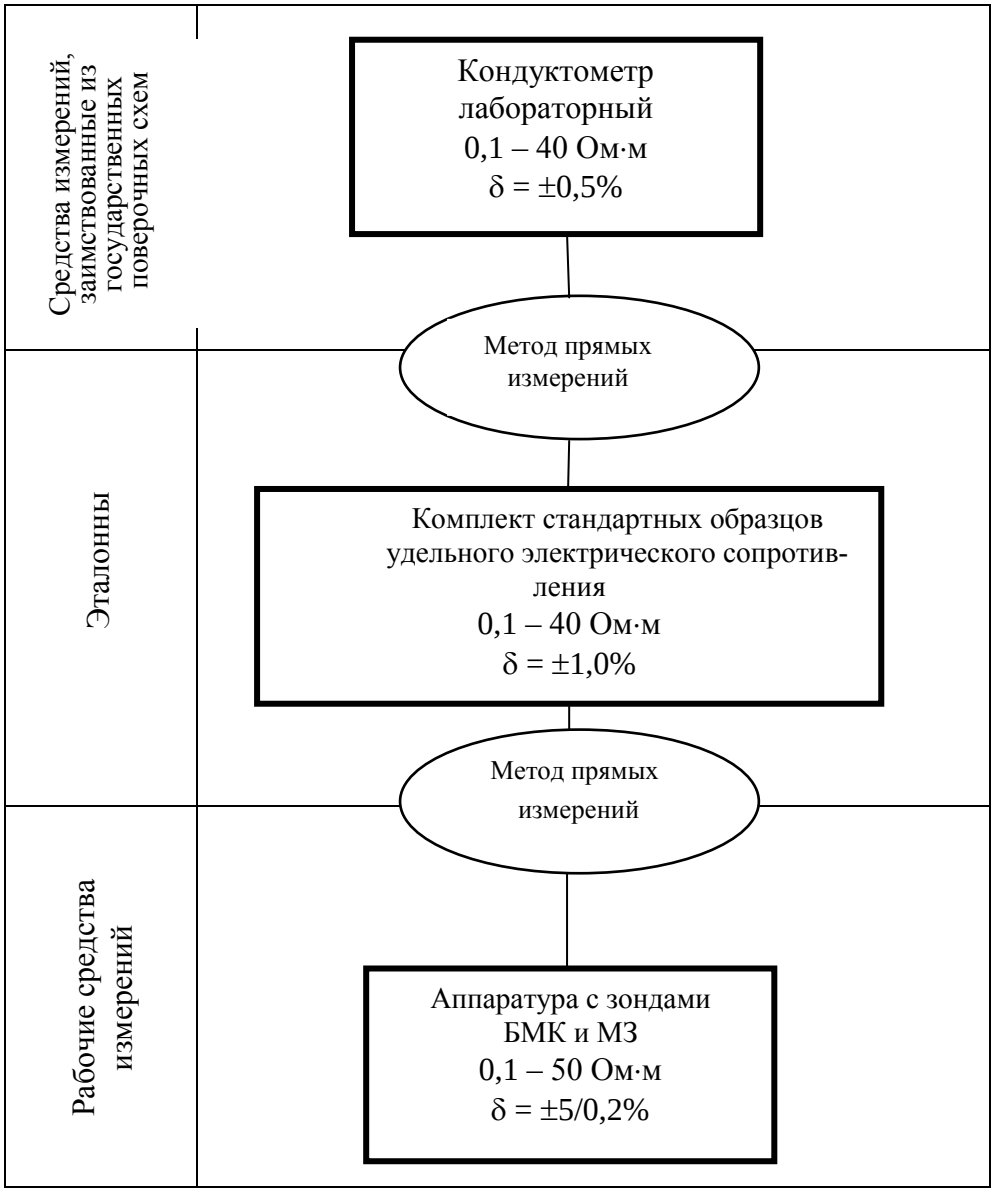
Приложение 2

Поверочная схема для аппаратуры ИК



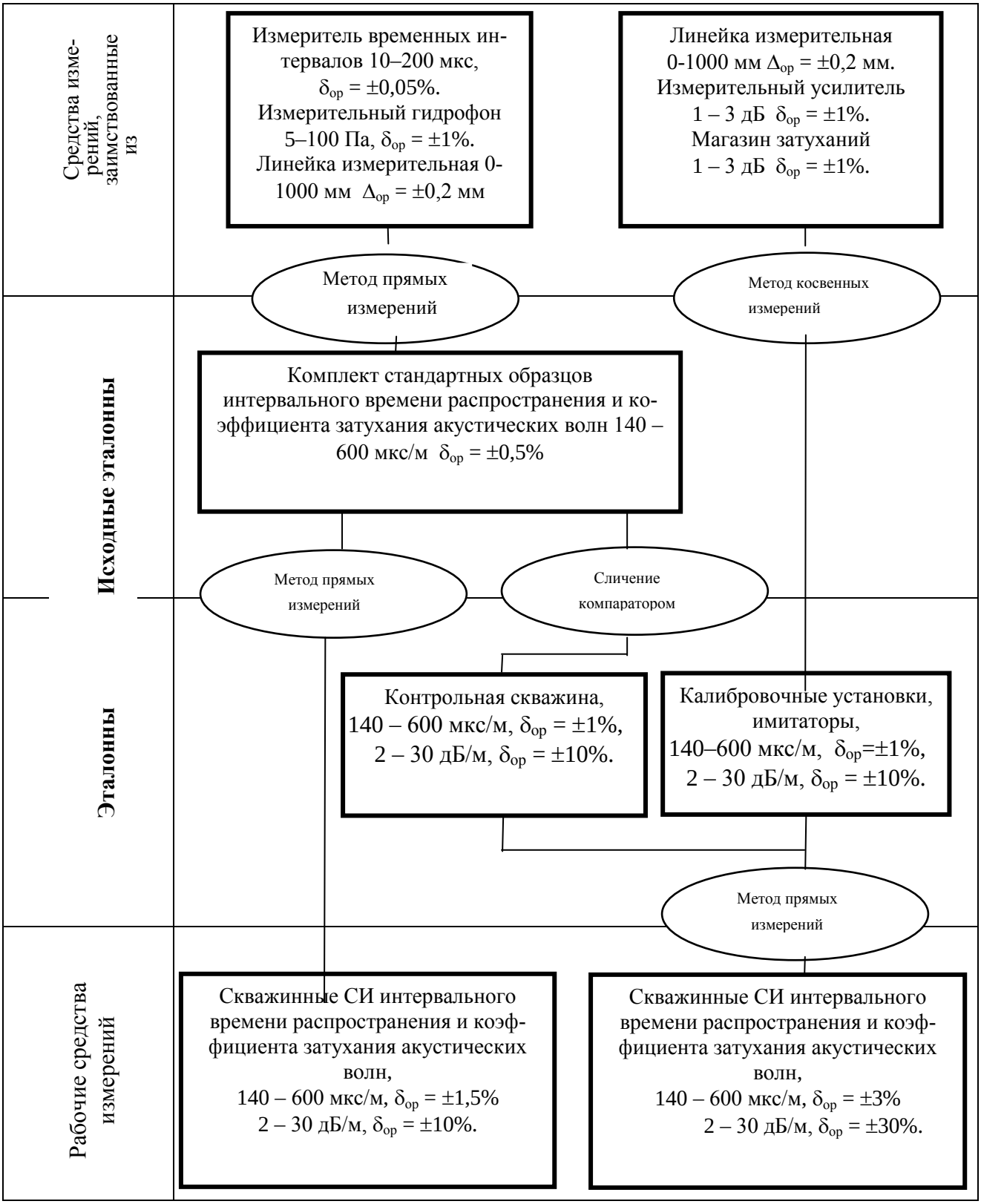
Приложение 3

Поверочная схема для аппаратуры МЗ



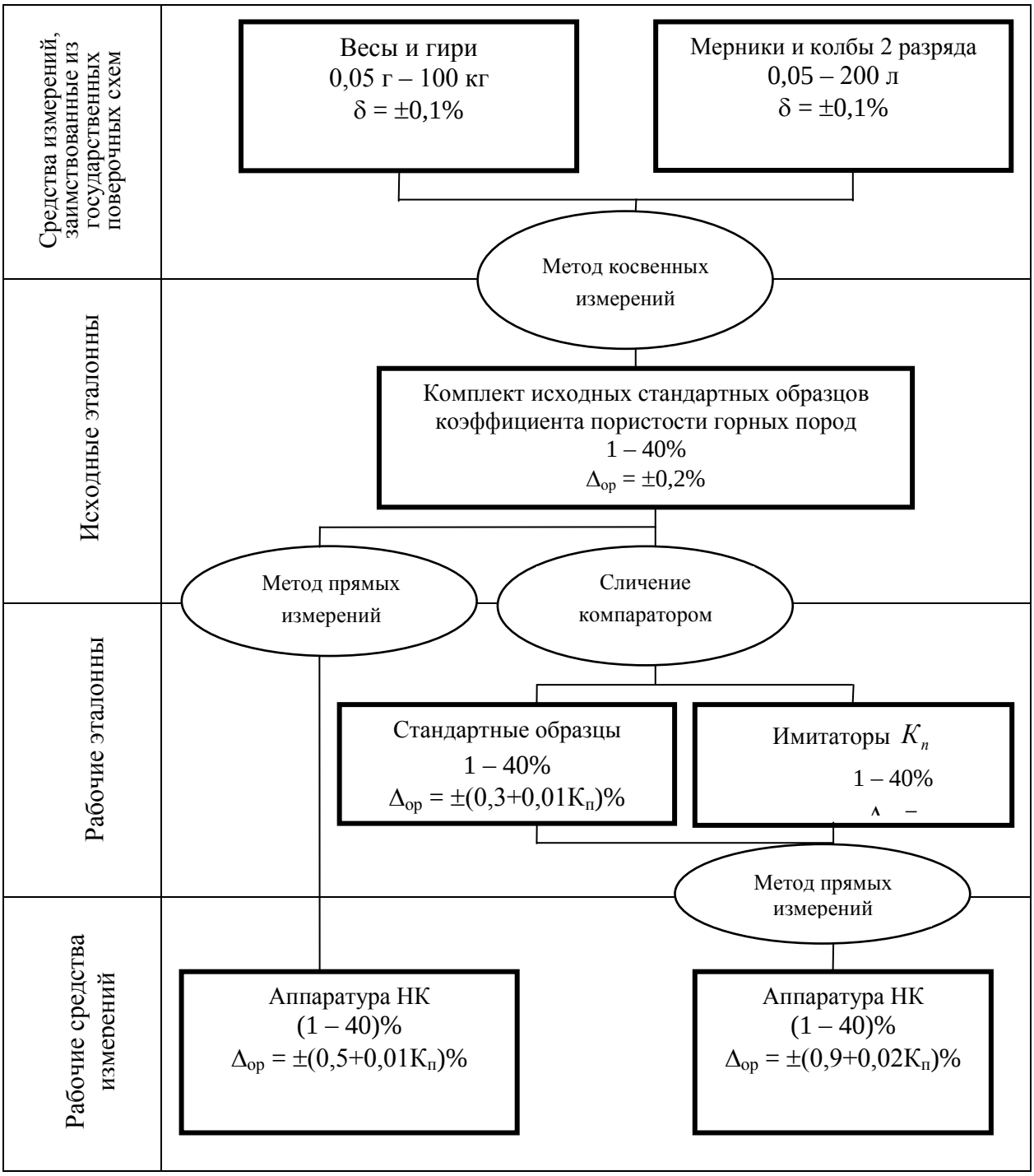
Приложение 4

Поверочная схема для аппаратуры АК



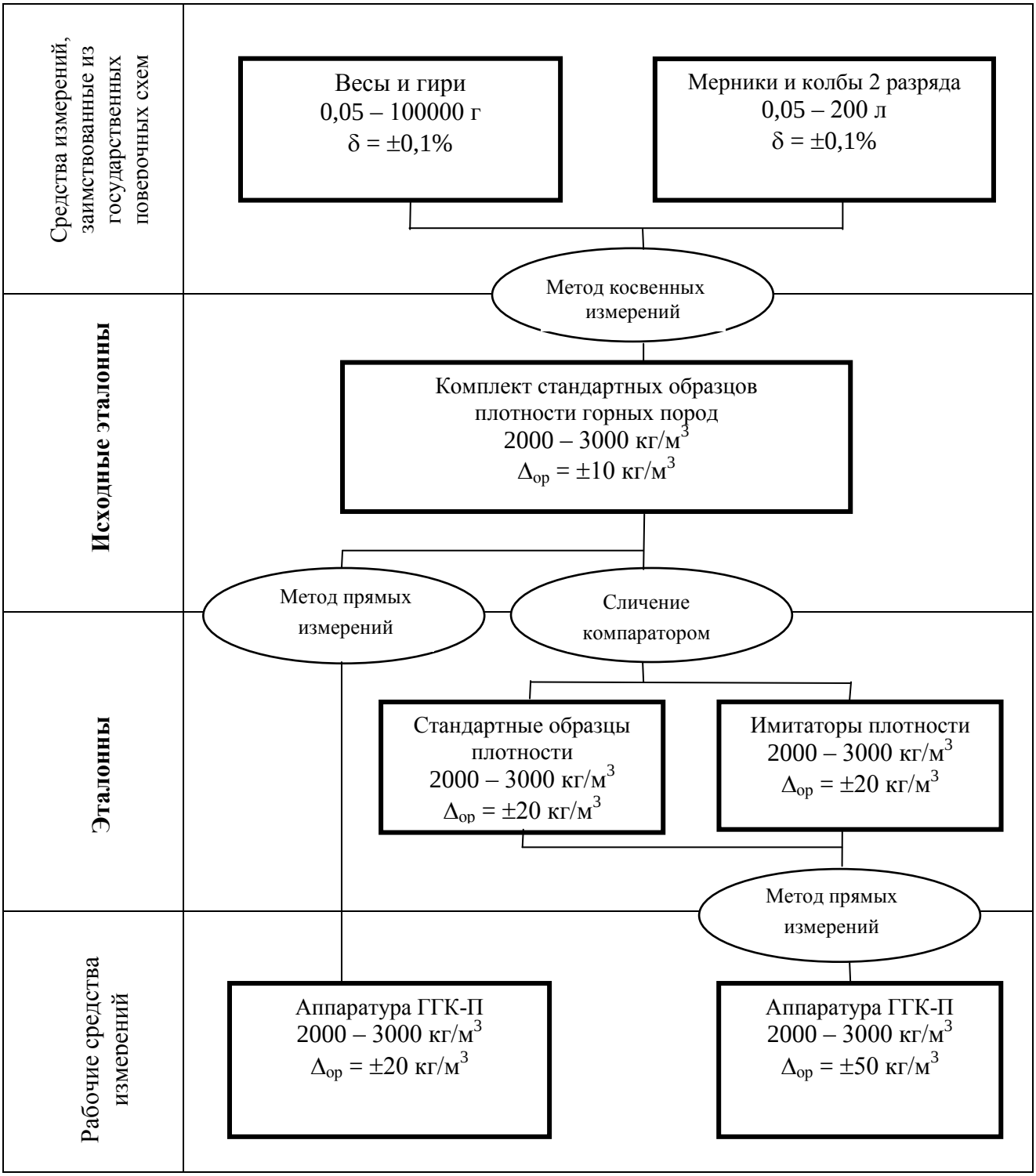
Приложение 5

Поверочная схема для скважинных СИ коэффициента общей пористости водонасыщенной горной породы, пересеченной скважиной.



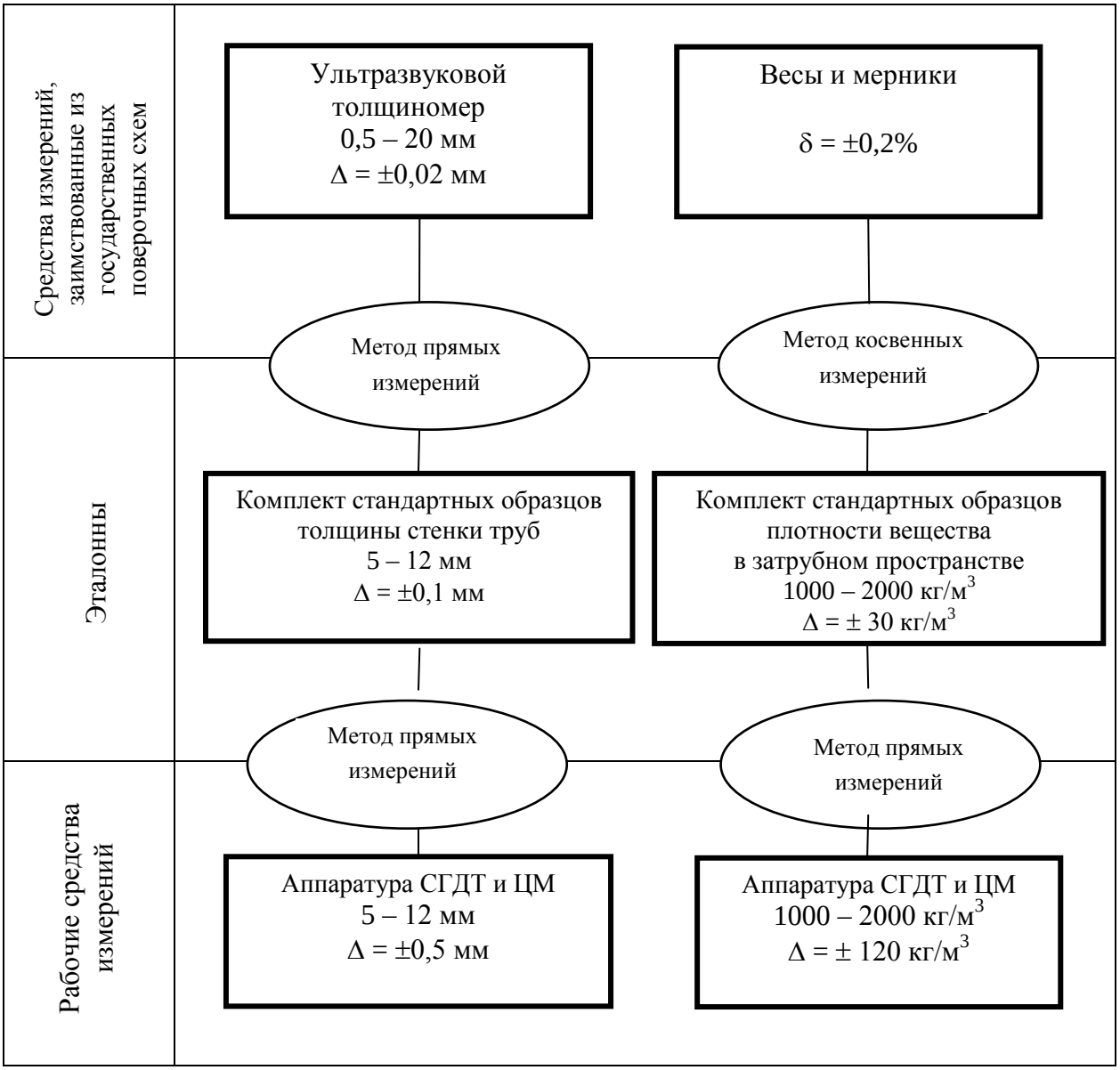
Приложение 6

Поверочная схема для скважинных СИ плотности пород, пересеченных скважиной.



Приложение 7

Поверочная схема для аппаратуры СГДТ и ЦМ



Приложение 8

Пример оформления "Сертификата калибровки"

РОССИЙСКАЯ СИСТЕМА КАЛИБРОВКИ
ОАО “Башнефтегеофизика”

С Е Р Т И Ф И К А Т № 981-09/18

калибровки средства измерений

Наименование : Скважинный профилемер
Тип : ПФ-73-М
Заводской номер 094

РЕЗУЛЬТАТЫ КАЛИБРОВКИ:

Измеренные значения диаметра круга, воспроизводимые калибровочным устройством в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, представлены в таблице, мм

Измеренное значение диаметра со стороны больших значений	Измеренное значение диаметра со стороны меньших значений	Эталонное значение диаметра измерительного кольца	Вариация измеренных значений диаметра	Максимальная оценка абсолютной погрешности	Допускаемая основная абсолютная погрешность
132	131	130	1	3	±5
303	301	300	2	3	±5
504	502	500	2	4	±5
704	703	700	1	4	±5

Температура воздуха: +19 ^{o}C.

Максимальные значения абсолютной погрешности скважинного профилемера ПФ-73-М не превышают нормированных значений.

Калибровка выполнена с использованием установки УАК-Кав-700 № 011, воспроизводящей диаметр измерительных колец с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности ±0,5 мм (Сертификат калибровки № 712/09 от ГУП ЦМИ "Урал-Гео" выдан 29.09.2009 г. на 1 год).

Очередную калибровку провести не позднее 29 марта 2019 года.

Метролог Н.М. Мамонтов

Дата: 29.09.2018 г.

Приложение 9

Пример оформления протокола калибровки инклинометра (с построением таблиц поправок)

ПРОТОКОЛ КАЛИБРОВКИ № _____

1 Наименование: Инклинометр непрерывный
2 Тип: ИОН-1 Заводской номер: 123
3 Методика калибровки: МК ЦМИ 101-10 Инклинометры магнитометрические скважинные. Методика калибровки, утверждена ГУП ЦМИ "Урал-Гео"
4 Средства калибровки: Установка УАК-СИ-АЗВ для автоматизированной калибровки скважинных инклинометров, № 08, выпуск 2007 г. Сертификат о калибровке № 711-08/08 выдан ГУП ЦМИ "Урал-Гео" 18.08.2008.
5 Дата проведения калибровки: 12 января 2009 г.

Результаты измерений:

1 Измеренные значения зенитных углов, град.

Эталон зенит	При визирном угле											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	0,11	0,33	0,64	0,89	0,71	0,43	0,19	-0,29	-0,58	-0,79	-0,42	-0,08
15	15,11	15,33	15,64	15,89	15,71	15,43	15,19	14,29	14,58	14,79	14,42	14,08
30	30,13	30,35	30,66	30,88	30,70	30,45	30,17	29,28	29,56	29,77	29,44	29,11
45	45,11	45,33	45,64	45,89	45,71	45,43	45,19	44,29	44,58	44,79	44,42	44,08
60	60,13	60,35	60,66	60,88	60,70	60,45	60,17	59,28	59,56	59,77	59,44	59,11
75	75,11	75,33	75,67	75,89	75,71	75,73	75,19	74,29	74,58	74,79	74,72	74,08
90	90,13	90,35	90,99	90,88	90,70	90,45	90,17	89,28	89,56	89,77	89,44	89,11
105	105,11	105,33	105,67	105,89	105,71	105,73	105,19	104,29	104,58	104,79	104,72	104,08
120	120,11	120,33	120,67	120,89	120,71	120,73	120,19	119,29	119,58	119,79	119,72	119,08

2 Измеренные значения азимутальных углов при зенитном угле 20°

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	0,2	0,8	1,1	1,9	0,7	0,2	0,2	359,7	359,2	358,3	359,5	359,8
30	30,2	30,8	30,1	31,8	30,7	30,2	30,2	29,7	29,2	28,3	29,5	29,8
60	60,2	60,8	61,2	61,9	60,8	61,3	60,3	59,6	59,1	58,3	59,6	59,7
90	90,3	90,7	91,2	91,9	90,8	91,3	90,4	89,6	89,1	88,3	89,6	89,7
120	120,3	120,7	121,3	122,0	120,9	121,4	120,5	119,5	119,0	118,3	119,7	119,6
150	150,3	150,6	121,3	122,1	150,9	121,4	150,6	149,5	149,0	118,3	149,7	149,6
180	180,3	180,6	181,3	182,2	180,9	180,5	180,6	179,4	179,4	178,4	179,5	179,5
210	210,4	210,7	211,4	212,3	210,8	210,6	210,5	209,5	209,5	208,4	209,4	209,6
240	240,4	240,8	241,4	242,3	240,8	240,5	240,4	239,6	239,4	238,4	239,4	239,6
270	270,5	270,9	271,3	272,4	270,7	270,4	270,3	269,7	269,3	268,4	269,3	269,8
300	300,6	300,9	301,3	302,4	300,7	300,3	300,2	299,6	299,2	298,4	299,5	299,6
330	333,7	330,8	333,2	332,2	330,6	330,2	330,1	329,5	329,1	328,4	329,6	329,5

3 Измеренные значения азимутальных углов при зенитном угле 40°

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	0,2	0,8	1,1	1,9	0,7	0,2	0,2	359,7	359,2	358,3	359,5	359,8
30	30,2	30,8	30,1	31,8	30,7	30,2	30,2	29,7	29,2	28,3	29,5	29,8
60	60,2	60,8	61,2	61,9	60,8	61,3	60,3	59,6	59,1	58,3	59,6	59,7
90	90,3	90,7	91,2	91,9	90,8	91,3	90,4	89,6	89,1	88,3	89,6	89,7
120	120,3	120,7	121,3	122,0	120,9	121,4	120,5	119,5	119,0	118,3	119,7	119,6
150	150,3	150,6	121,3	122,1	150,9	121,4	150,6	149,5	149,0	118,3	149,7	149,6
180	180,3	180,6	181,3	182,2	180,9	180,5	180,6	179,4	179,4	178,4	179,5	179,5
210	210,4	210,7	211,4	212,3	210,8	210,6	210,5	209,5	209,5	208,4	209,4	209,6
240	240,4	240,8	241,4	242,3	240,8	240,5	240,4	239,6	239,4	238,4	239,4	239,6
270	270,5	270,9	271,3	272,4	270,7	270,4	270,3	269,7	269,3	268,4	269,3	269,8
300	300,6	300,9	301,3	302,4	300,7	300,3	300,2	299,6	299,2	298,4	299,5	299,6
330	333,7	330,8	333,2	332,2	330,6	330,2	330,1	329,5	329,1	328,4	329,6	329,5

4 Измеренные значения азимутальных углов при зенитном угле 60°, град.

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	0,2	0,8	1,1	1,9	0,7	0,2	0,2	359,7	359,2	358,3	359,5	359,8
30	30,2	30,8	30,1	31,8	30,7	30,2	30,2	29,7	29,2	28,3	29,5	29,8
60	60,2	60,8	61,2	61,9	60,8	61,3	60,3	59,6	59,1	58,3	59,6	59,7
90	90,3	90,7	91,2	91,9	90,8	91,3	90,4	89,6	89,1	88,3	89,6	89,7
120	120,3	120,7	121,3	122,0	120,9	121,4	120,5	119,5	119,0	118,3	119,7	119,6
150	150,3	150,6	121,3	122,1	150,9	121,4	150,6	149,5	149,0	118,3	149,7	149,6
180	180,3	180,6	181,3	182,2	180,9	180,5	180,6	179,4	179,4	178,4	179,5	179,5
210	210,4	210,7	211,4	212,3	210,8	210,6	210,5	209,5	209,5	208,4	209,4	209,6
240	240,4	240,8	241,4	242,3	240,8	240,5	240,4	239,6	239,4	238,4	239,4	239,6
270	270,5	270,9	271,3	272,4	270,7	270,4	270,3	269,7	269,3	268,4	269,3	269,8
300	300,6	300,9	301,3	302,4	300,7	300,3	300,2	299,6	299,2	298,4	299,5	299,6
330	333,7	330,8	333,2	332,2	330,6	330,2	330,1	329,5	329,1	328,4	329,6	329,5

5 Измеренные значения азимутальных углов при зенитном угле 80°, град.

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	0,2	0,8	1,1	1,9	0,7	0,2	0,2	359,7	359,2	358,3	359,5	359,8
30	30,2	30,8	30,1	31,8	30,7	30,2	30,2	29,7	29,2	28,3	29,5	29,8
60	60,2	60,8	61,2	61,9	60,8	61,3	60,3	59,6	59,1	58,3	59,6	59,7
90	90,3	90,7	91,2	91,9	90,8	91,3	90,4	89,6	89,1	88,3	89,6	89,7
120	120,3	120,7	121,3	122,0	120,9	121,4	120,5	119,5	119,0	118,3	119,7	119,6
150	150,3	150,6	121,3	122,1	150,9	121,4	150,6	149,5	149,0	118,3	149,7	149,6
180	180,3	180,6	181,3	182,2	180,9	180,5	180,6	179,4	179,4	178,4	179,5	179,5
210	210,4	210,7	211,4	212,3	210,8	210,6	210,5	209,5	209,5	208,4	209,4	209,6
240	240,4	240,8	241,4	242,3	240,8	240,5	240,4	239,6	239,4	238,4	239,4	239,6
270	270,5	270,9	271,3	272,4	270,7	270,4	270,3	269,7	269,3	268,4	269,3	269,8
300	300,6	300,9	301,3	302,4	300,7	300,3	300,2	299,6	299,2	298,4	299,5	299,6
330	333,7	330,8	333,2	332,2	330,6	330,2	330,1	329,5	329,1	328,4	329,6	329,5

6 Измеренные значения азимутальных углов при зенитном угле 100°, град.

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	0,2	0,8	1,1	1,9	0,7	0,2	0,2	359,7	359,2	358,3	359,5	359,8
30	30,2	30,8	30,1	31,8	30,7	30,2	30,2	29,7	29,2	28,3	29,5	29,8
60	60,2	60,8	61,2	61,9	60,8	61,3	60,3	59,6	59,1	58,3	59,6	59,7
90	90,3	90,7	91,2	91,9	90,8	91,3	90,4	89,6	89,1	88,3	89,6	89,7
120	120,3	120,7	121,3	122,0	120,9	121,4	120,5	119,5	119,0	118,3	119,7	119,6
150	150,3	150,6	121,3	122,1	150,9	121,4	150,6	149,5	149,0	118,3	149,7	149,6
180	180,3	180,6	181,3	182,2	180,9	180,5	180,6	179,4	179,4	178,4	179,5	179,5
210	210,4	210,7	211,4	212,3	210,8	210,6	210,5	209,5	209,5	208,4	209,4	209,6
240	240,4	240,8	241,4	242,3	240,8	240,5	240,4	239,6	239,4	238,4	239,4	239,6
270	270,5	270,9	271,3	272,4	270,7	270,4	270,3	269,7	269,3	268,4	269,3	269,8
300	300,6	300,9	301,3	302,4	300,7	300,3	300,2	299,6	299,2	298,4	299,5	299,6
330	333,7	330,8	333,2	332,2	330,6	330,2	330,1	329,5	329,1	328,4	329,6	329,5

7 Измеренные значения азимутальных углов при зенитном угле 120°, град.

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	0,2	0,8	1,1	1,9	0,7	0,2	0,2	359,7	359,2	358,3	359,5	359,8
30	30,2	30,8	30,1	31,8	30,7	30,2	30,2	29,7	29,2	28,3	29,5	29,8
60	60,2	60,8	61,2	61,9	60,8	61,3	60,3	59,6	59,1	58,3	59,6	59,7
90	90,3	90,7	91,2	91,9	90,8	91,3	90,4	89,6	89,1	88,3	89,6	89,7
120	120,3	120,7	121,3	122,0	120,9	121,4	120,5	119,5	119,0	118,3	119,7	119,6
150	150,3	150,6	121,3	122,1	150,9	121,4	150,6	149,5	149,0	118,3	149,7	149,6
180	180,3	180,6	181,3	182,2	180,9	180,5	180,6	179,4	179,4	178,4	179,5	179,5
210	210,4	210,7	211,4	212,3	210,8	210,6	210,5	209,5	209,5	208,4	209,4	209,6
240	240,4	240,8	241,4	242,3	240,8	240,5	240,4	239,6	239,4	238,4	239,4	239,6
270	270,5	270,9	271,3	272,4	270,7	270,4	270,3	269,7	269,3	268,4	269,3	269,8
300	300,6	300,9	301,3	302,4	300,7	300,3	300,2	299,6	299,2	298,4	299,5	299,6
330	333,7	330,8	333,2	332,2	330,6	330,2	330,1	329,5	329,1	328,4	329,6	329,5

8 Измеренные значения визирных углов, град.

Измер зенит	Эталонное значение визирного угла											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	0,2	30,2	60,3	90,3	120,3	150,3	180,3	210,3	240,3	270,3	300,2	330,2
20	0,5	30,5	60,6	90,7	120,8	150,7	180,8	210,8	240,8	270,8	300,7	330,7
40	0,8	30,8	60,9	90,9	120,9	150,9	180,9	210,9	240,9	270,9	300,8	330,8
60	1,2	31,2	61,3	91,3	121,3	151,3	181,3	211,3	241,3	271,3	301,2	331,2
80	1,4	31,4	61,5	91,5	121,5	151,5	181,8	211,8	241,8	271,8	301,7	331,7
100	1,5	31,5	61,7	91,7	121,7	151,7	181,7	211,7	241,7	271,7	301,6	331,6
120	1,9	31,9	62,1	92,1	122,1	152,1	182,1	212,1	242,1	272,1	302,0	332,0

Таблицы поправок

1 Поправки для зенитных углов, град.

Эталон зениут	При визирном угле											
	0	30	150	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	-0,11	-0,33	-0,64	-0,89	-0,71	-0,43	-0,19	0,29	0,58	0,79	0,42	0,08
15	-0,11	-0,33	-0,64	-0,89	-0,71	-0,43	-0,19	0,71	0,42	0,21	0,58	0,92
30	-0,13	-0,35	-0,66	-0,88	-0,7	-0,45	-0,17	0,72	0,44	0,23	0,56	0,89
45	-0,11	-0,33	-0,64	-0,89	-0,71	-0,43	-0,19	0,71	0,42	0,21	0,58	0,92
60	-0,13	-0,35	-0,66	-0,88	-0,7	-0,45	-0,17	0,72	0,44	0,23	0,56	0,89
75	-0,11	-0,33	-0,67	-0,89	-0,71	-0,73	-0,19	0,71	0,42	0,21	0,28	0,92
90	-0,13	-0,35	-0,99	-0,88	-0,7	-0,45	-0,17	0,72	0,44	0,23	0,56	0,89
105	-0,11	-0,33	-0,67	-0,89	-0,71	-0,73	-0,19	0,71	0,42	0,21	0,28	0,92
120	-0,11	-0,33	-0,67	-0,89	-0,71	-0,73	-0,19	0,71	0,42	0,21	0,28	0,92

2 Поправки для азимутальных углов при зенитном угле 20°, град.

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	150	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	-0,2	-0,8	-1,1	-1,9	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
30	-0,2	-0,8	-0,1	-1,8	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
60	-0,2	-0,8	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,3	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
90	-0,3	-0,7	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,4	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
120	-0,3	-0,7	-1,3	-2	-0,9	-1,4	-0,5	0,5	1	1,7	0,3	0,4
150	-0,3	-0,6	-1,3	-2,1	-0,9	-1,4	-0,6	0,5	1	1,7	0,3	0,4
180	-0,3	-0,6	-1,3	-2,2	-0,9	-0,5	-0,6	0,6	0,6	1,6	0,5	0,5
210	-0,4	-0,7	-1,4	-2,3	-0,8	-0,6	-0,5	0,5	0,5	1,6	0,6	0,4
240	-0,4	-0,8	-1,4	-2,3	-0,8	-0,5	-0,4	0,4	0,6	1,6	0,6	0,4
270	-0,5	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,4	-0,3	0,3	0,7	1,6	0,7	0,2
300	-0,6	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,3	-0,2	0,4	0,8	1,6	0,5	0,4
330	-0,7	-0,8	-3,2	-2,2	-0,6	-0,2	-0,1	0,5	0,9	1,6	0,4	0,5

3 Поправки для азимутальных углов при зенитном угле 40°, град.

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	150	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	-0,2	-0,8	-1,1	-1,9	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
30	-0,2	-0,8	-0,1	-1,8	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
60	-0,2	-0,8	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,3	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
90	-0,3	-0,7	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,4	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
120	-0,3	-0,7	-1,3	-2	-0,9	-1,4	-0,5	0,5	1	1,7	0,3	0,4
150	-0,3	-0,6	-1,3	-2,1	-0,9	-1,4	-0,6	0,5	1	1,7	0,3	0,4
180	-0,3	-0,6	-1,3	-2,2	-0,9	-0,5	-0,6	0,6	0,6	1,6	0,5	0,5
210	-0,4	-0,7	-1,4	-2,3	-0,8	-0,6	-0,5	0,5	0,5	1,6	0,6	0,4
240	-0,4	-0,8	-1,4	-2,3	-0,8	-0,5	-0,4	0,4	0,6	1,6	0,6	0,4
270	-0,5	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,4	-0,3	0,3	0,7	1,6	0,7	0,2
300	-0,6	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,3	-0,2	0,4	0,8	1,6	0,5	0,4
330	-0,7	-0,8	-3,2	-2,2	-0,6	-0,2	-0,1	0,5	0,9	1,6	0,4	0,5

Поправки для азимутальных углов при зенитном угле 60°, град.

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	150	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	-0,2	-0,8	-1,1	-1,9	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
30	-0,2	-0,8	-0,1	-1,8	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
60	-0,2	-0,8	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,3	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
90	-0,3	-0,7	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,4	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
120	-0,3	-0,7	-1,3	-2	-0,9	-1,4	-0,5	0,5	1	1,7	0,3	0,4
150	-0,3	-0,6	-1,3	-2,1	-0,9	-1,4	-0,6	0,5	1	1,7	0,3	0,4
180	-0,3	-0,6	-1,3	-2,2	-0,9	-0,5	-0,6	0,6	0,6	1,6	0,5	0,5
210	-0,4	-0,7	-1,4	-2,3	-0,8	-0,6	-0,5	0,5	0,5	1,6	0,6	0,4
240	-0,4	-0,8	-1,4	-2,3	-0,8	-0,5	-0,4	0,4	0,6	1,6	0,6	0,4
270	-0,5	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,4	-0,3	0,3	0,7	1,6	0,7	0,2
300	-0,6	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,3	-0,2	0,4	0,8	1,6	0,5	0,4
330	-0,7	-0,8	-3,2	-2,2	-0,6	-0,2	-0,1	0,5	0,9	1,6	0,4	0,5

5 Поправки для азимутальных углов при зенитном угле 80°, град.

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	150	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	-0,2	-0,8	-1,1	-1,9	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
30	-0,2	-0,8	-0,1	-1,8	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
150	-0,2	-0,8	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,3	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
90	-0,3	-0,7	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,4	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
120	-0,3	-0,7	-1,3	-2	-0,9	-1,4	-0,5	0,5	1	1,7	0,3	0,4
150	-0,3	-0,6	-1,3	-2,1	-0,9	-1,4	-0,6	0,5	1	1,7	0,3	0,4
180	-0,3	-0,6	-1,3	-2,2	-0,9	-0,5	-0,6	0,6	0,6	1,6	0,5	0,5
210	-0,4	-0,7	-1,4	-2,3	-0,8	-0,6	-0,5	0,5	0,5	1,6	0,6	0,4
240	-0,4	-0,8	-1,4	-2,3	-0,8	-0,5	-0,4	0,4	0,6	1,6	0,6	0,4
270	-0,5	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,4	-0,3	0,3	0,7	1,6	0,7	0,2
300	-0,6	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,3	-0,2	0,4	0,8	1,6	0,5	0,4
330	-0,7	-0,8	-3,2	-2,2	-0,6	-0,2	-0,1	0,5	0,9	1,6	0,4	0,5

6 Поправки для азимутальных углов при зенитном угле 100°, град.

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	150	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	-0,2	-0,8	-1,1	-1,9	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
30	-0,2	-0,8	-0,1	-1,8	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
150	-0,2	-0,8	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,3	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
90	-0,3	-0,7	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,4	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
120	-0,3	-0,7	-1,3	-2	-0,9	-1,4	-0,5	0,5	1	1,7	0,3	0,4
150	-0,3	-0,6	-1,3	-2,1	-0,9	-1,4	-0,6	0,5	1	1,7	0,3	0,4
180	-0,3	-0,6	-1,3	-2,2	-0,9	-0,5	-0,6	0,6	0,6	1,6	0,5	0,5
210	-0,4	-0,7	-1,4	-2,3	-0,8	-0,6	-0,5	0,5	0,5	1,6	0,6	0,4
240	-0,4	-0,8	-1,4	-2,3	-0,8	-0,5	-0,4	0,4	0,6	1,6	0,6	0,4
270	-0,5	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,4	-0,3	0,3	0,7	1,6	0,7	0,2
300	-0,6	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,3	-0,2	0,4	0,8	1,6	0,5	0,4
330	-0,7	-0,8	-3,2	-2,2	-0,6	-0,2	-0,1	0,5	0,9	1,6	0,4	0,5

7 Поправки для азимутальных углов при зенитном угле 120°, град.

Эталон азимут	При визирном угле											
	0	30	150	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	-0,2	-0,8	-1,1	-1,9	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
30	-0,2	-0,8	-0,1	-1,8	-0,7	-0,2	-0,2	0,3	0,8	1,7	0,5	0,2
150	-0,2	-0,8	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,3	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
90	-0,3	-0,7	-1,2	-1,9	-0,8	-1,3	-0,4	0,4	0,9	1,7	0,4	0,3
120	-0,3	-0,7	-1,3	-2	-0,9	-1,4	-0,5	0,5	1	1,7	0,3	0,4
150	-0,3	-0,6	-1,3	-2,1	-0,9	-1,4	-0,6	0,5	1	1,7	0,3	0,4
180	-0,3	-0,6	-1,3	-2,2	-0,9	-0,5	-0,6	0,6	0,6	1,6	0,5	0,5
210	-0,4	-0,7	-1,4	-2,3	-0,8	-0,6	-0,5	0,5	0,5	1,6	0,6	0,4
240	-0,4	-0,8	-1,4	-2,3	-0,8	-0,5	-0,4	0,4	0,6	1,6	0,6	0,4
270	-0,5	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,4	-0,3	0,3	0,7	1,6	0,7	0,2
300	-0,6	-0,9	-1,3	-2,4	-0,7	-0,3	-0,2	0,4	0,8	1,6	0,5	0,4
330	-0,7	-0,8	-3,2	-2,2	-0,6	-0,2	-0,1	0,5	0,9	1,6	0,4	0,5

8 Поправки для визирных углов, град.

Измер зенит	Эталонное значение визирного угла											
	0	30	150	90	120	150	180	210	240	270	300	330
0	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2
20	-0,5	-0,5	-0,6	-0,7	-0,8	-0,7	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7
40	-0,8	-0,8	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8
150	-1,2	-1,2	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,2	-1,2
800	-1,4	-1,4	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,7	-1,7
100	-1,5	-1,5	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,7	-1,6	-1,6
120	-1,9	-1,9	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2	-2

Метролог Г.И. Гарейшина

Об авторе:

Лобанков Валерий Михайлович – профессор кафедры "Геофизические методы исследований" Уфимского государственного нефтяного технического университета. Окончил Уфимский авиационный институт (1971) по специальности "Промышленная электроника", кандидат технических наук по специальности "Метрология и метрологическое обеспечение" (1985), доктор технических наук по специальности "Геофизика, геофизические методы поисков и разведки полезных ископаемых" (2008), ученое звание - профессор по специальности 25.00.10.

Является одним из создателей научных основ метрологии и метрологического обеспечения геофизических измерений. Под его руководством создавалась метрологическая служба промысловой геофизики Министерства нефтяной промышленности СССР (1975-1991).

В настоящее время проводит теоретические и экспериментальные исследования в области геофизических измерений параметров пластов и скважин. Принимает участие в разработке и организации серийного выпуска эталонов для скважинной геофизической аппаратуры. Аттестован Росстандартом в качестве эксперта Системы сертификации продукции и услуг ГОСТ Р по специальности "Скважинная геофизическая аппаратура и оборудование", является членом диссертационного совета.

Адрес: 450097 г. Уфа, ул. Менделеева, 195
Телефакс: (347) 228-25-77 Моб.:8-917-43-43-728
E.mail: Lobankov-vm@mail.ru
gfugntu@mail.ru