

СОГЛАСОВАНО

И.о. директора ФБУ «Томский ЦСМ»

 Н.В. Мурсалимова

» 02 2022 г.



«ГСИ. Комплексы средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин «ТМ КУБ». Методика поверки»

МП 453-2022

Содержание

1 Общие положения.....	3
2 Перечень операций поверки средства измерений	3
3 Требования к условиям проведения поверки.....	4
4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку	4
5 Метрологические и технические требования к средствам поверки	4
6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки	5
7 Внешний осмотр средства измерений	6
8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	6
9 Проверка программного обеспечения средства измерений	7
10 Определение метрологических характеристик средства измерений	7
11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	16
12 Оформление результатов поверки	17
Приложение А.....	19
Приложение Б.....	23

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на комплексы средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин «ТМ КУБ» (далее - комплексы) и устанавливает методы и средства их первичной и периодической поверки.

В тексте приняты следующие сокращения и обозначения:

б/р	–	буровой раствор
МК	–	микроконтроллер
ДО	–	датчик оборотов
РМТ		рабочее место технолога на базе персонального компьютера
ДНК		датчик натяжения талевого каната
ДМК		датчик натяжения каната ключа
ДИР		датчик изменения расхода бурового раствора на выходе
ПУИ		пульт управления и индикации
ПО	–	программное обеспечение
СИ	–	средство измерений
ФИФОЕИ		Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Поверяемые комплексы соответствуют требованиям по обеспечению прослеживаемости к:

- государственному первичному эталону единицы силы ГЭТ 32-2011 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений силы» (утверждена Приказом Росстандарта от 22.10.2019 № 2498);

- государственному первичному эталону единицы длины-метра ГЭТ 2-2021 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм» (утверждена Приказом Росстандарта от 29.12.2018 № 2840);

- государственному первичному эталону единицы давления в диапазоне 10-1600 МПа и эффективной площади поршневых пар грузопоршневых манометров в диапазоне $0,05-1 \text{ см}^2$ ГЭТ 43-2013 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа» (утверждена Приказом Росстандарта от 29.06.2018 № 1339);

- государственному первичному эталону единицы силы постоянного электрического тока ГЭТ 4-91 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений силы постоянного тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А» (утверждена Приказом Росстандарта от 01.10.2018 № 2091).

- государственному первичному эталону единицы плотности ГЭТ 18-2014 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений плотности (утверждена Приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603).

На основании письменного заявления собственника комплекса допускается проведение поверки отдельных каналов измерений и регистрации из состава комплекса, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации о составе поверенных каналов.

Данная методика поверки распространяется на ранее выпущенные комплексы.
Интервал между поверками – 1 год.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	да	да	7
Подготовка к поверке и опробование	да	да	8
Проверка программного обеспечения	да	да	9
Определение метрологических характеристик	да	да	10
Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	да	да	11

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку прекращают.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Требования к климатическим условиям:

- температура окружающего воздуха, °C от плюс 15 до плюс 25;
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106.
- относительная влажность окружающего воздуха до 75;
- напряжение переменного тока, В 220^{+22}_{-33} .

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

Поверка комплексов должна выполняться специалистами, имеющими группу допуска по электробезопасности не ниже второй, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В, прошедшими инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности, изучившими эксплуатационную документацию на комплексы.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в таблице 2. Допускается применять другие средства поверки с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками, обеспечивающие требуемую точность передачи единиц величин поверяемому СИ.

Все применяемые средства поверки должны быть исправны, средства измерений должны быть поверены и иметь действующий срок поверки или калибровки.

Таблица 2 - Средства поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки, вспомогательное оборудование	Перечень рекомендуемых средств поверки
8 Подготовка к поверке и опробование	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от плюс 5 до плюс 30 °C, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,3$ °C	Термогигрометр ИВА-6А-Д, рег. № 46434-11
	Средства измерений относительной влажности в диапазоне измерений от 0 до 90 %, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 2 %	

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки, вспомогательное оборудование	Перечень рекомендуемых средств поверки
8 Подготовка к поверке и опробование	Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений от 70 до 110 кПа, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 2,5$ кПа	Термогигрометр ИВА-6А-Д, рег. № 46434-11
10 Определение метрологических характеристик	Средства измерений силы в диапазоне измерений НПИ от 0 до 500 кН, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений не более $\pm 0,24$ %	Динамометр электронный переносной АЦД/1, рег. № 50803-12
	Средства измерений длины в диапазоне измерений от 0 до 300 мм, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,5$ мм. Стенд для измерения канала «Изменение расхода бурового раствора на выходе «СКИИРБР»	Штангенрейсмас нониусный Micron, рег. № 43889-10
	Средства измерений избыточного давления в диапазоне измерений от 0 до 400 кгс/см ² , КТ 0,15. Стенд для измерения канала «Давление бурового раствора «СКИД»	Манометр деформационный образцовый с условной шкалой МО, рег. № 5768-76
	Счетчик оборотов механический СОП 105, информационная емкость ≥ 99999 . Стенд для измерения канала «Положение талевого блока «СКИПТБ»	Счетчик оборотов механический СОП 105
	Пикнометр вместимостью 50 см ³ , с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 5 см ³	ПЖ-3, рег. № 40214-08
	Средства измерений массы в диапазоне измерений до 600 г, КТ 2	Весы ВСТ, рег. № 25393-08
	Средства измерений температуры, в диапазоне измерений от 0 до +30 °С, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,2$ °С	Термометр ТЛ-4, рег. № 303-91
	Средство воспроизведения силы постоянного тока в диапазоне измерений от 0 до 24 мА, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm (0,02 \% \cdot X + 1 \text{ мкА})$	Калибратор токовой петли Fluke 709, рег. № 60323-15
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: X - измеренное значение, КТ - класс точности		

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, установленные в эксплуатационной документации на комплексы и применяемые средства поверки и вспомогательное оборудование, а также соблюдать «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

7 Внешний осмотр средства измерений

Внешний вид комплекса и комплектность проверяют путем визуального осмотра.

При осмотре должно быть установлено соответствие ИС нижеследующим требованиям:

- комплектность комплекса должна соответствовать перечню СИ и оборудования, приведенному в паспорте;
- на составных частях комплекса не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих их применению;
- надписи, маркировка и обозначения на корпусах составных частей комплекса должны быть четкими и соответствовать эксплуатационной документации.

При обнаружении видимых дефектов проводят их устранение, при невозможности устранить дефект принимают решение о целесообразности проведения дальнейшей поверки.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 На поверку комплекса представляют следующие документы:

- эксплуатационную документацию;
- эксплуатационную документацию на средства поверки.

8.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют соблюдение условий поверки, установленных в разделе 3;
- подготавливают к работе средства поверки и вспомогательное оборудование, приведенные в таблице 2, в соответствии с распространяющейся на них эксплуатационной документацией;

- изучают документацию, приведенную в 8.1.

8.3 Опробование

При опробовании соединяют составные части комплекса согласно схеме электрической общей ГТША 2.701.001 Э6, включают концентратор, подают напряжение на все элементы схемы соединений.

При помощи стендов поочередно задают воздействие на датчики каналов измерения комплекса, в диапазоне изменения соответствующего параметра, с помощью калибратора поочередно подают сигналы постоянного тока, в пределах диапазона от 0 до 20 мА, на входы каналов регистрации и проверяют показания индикаторных устройств и РМТ.

Результаты опробования положительные, если все составные части комплекса функционируют в соответствии с эксплуатационной документацией на комплекс.

8.4 Для проверки каналов измерения, регистрации выполняют следующие операции:

- а) для проверки канала измерения «Положение талевого блока»
 - устанавливают датчик оборотов (ДО) проверяемого канала на стенд «СКИПТБ»;
 - соединяют составные части для проверки согласно рисунку 1;
 - концентратор подключают к сети питания,
- б) для проверки канала измерения «Давление бурового раствора»
 - устанавливают датчик давления проверяемого канала на стенд «СКИД»;
 - соединяют составные части для проверки электрическими кабелями согласно рисунку 2;
 - концентратор подключают к сети питания,
- в) для проверки канала измерения «Плотность бурового раствора»
 - соединяют составные части для проверки согласно рисунку 3;
 - концентратор подключают к сети питания,
- г) для проверки канала измерения «Изменение расхода бурового раствора на выходе»
 - закрепляют ДИР проверяемого канала на стенде «СКИИРБР»;

- штангенрейсмас, из состава «СКИИБР», устанавливают так, чтобы нижний край лопатки ДИР, в свободно опущенном положении, был на уровне нулевой метки шкалы;
 - соединяют составные части для проверки согласно рисунку 4;
 - концентратор подключают к сети питания;
 - д) для проверки канала измерения «Нагрузка на крюке»
 - устанавливают датчик натяжения каната проверяемого канала на разрывную машину «РМ»;
 - соединяют составные части для проверки канала согласно рисунку 5;
 - концентратор подключают к сети питания 220 В, 50 Гц,
 - е) для проверки канала измерения «Момент на ключе»
 - устанавливают датчик натяжения каната ключа ДМК проверяемого канала на разрывную машину «РМ»
 - соединяют составные части установки для проверки канала согласно рисунку 6;
 - концентратор подключают к сети питания 220 В, 50 Гц,
 - ж) для проверки канала регистрации
 - соединяют составные части установки для проверки канала согласно рисунку 7;
 - концентратор подключают к сети питания 220 В, 50 Гц.
- Устанавливают РМТ комплекса, в режим отображения соответствующего параметра.

Таблица 3

Наименование канала измерения/регистрации	Датчик
Нагрузка на крюке	ДНК-3; (ДНК-3.1)
Момент на ключе	ДМК
Давление бурового раствора	ДД
Положение талевого блока	ДО
Плотность бурового раствора	ДП
Изменение расхода бурового раствора на выходе	ДИР
Каналы регистрации	-
* адрес канала уточняют по паспорту на конкретный комплекс	

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

Проверку идентификационных данных ПО проводят в процессе функционирования комплекса согласно эксплуатационной документации.

9.2 К идентификационным данным ПО TMKUB Server относятся:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО.

Идентификационные данные ПО TMKUB Server приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TMKUB Server
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже V2.0
Цифровой идентификатор ПО	-

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Определение метрологических характеристик канала измерения «Положение талевого блока»

10.1.1 Определение погрешности измерений канала «Положение талевого блока».

При определении погрешности измерений канала собирают структурную схему подключения согласно рисунку 1.

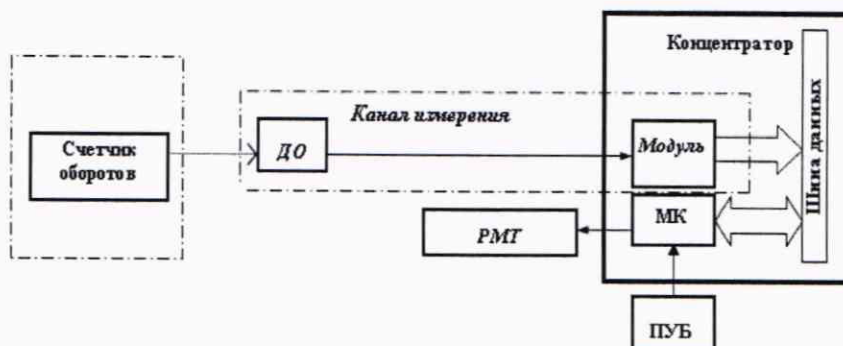


Рисунок 1 – Структурная схема соединений канала измерения «Положение талевого блока»

При определении погрешности измерений проводят воздействие на ДО в соответствии с данными, приведенными в таблице 5.

Таблица 5

Показания счетчика, обороты	Расчетные значения длины перемещения талевого блока, м
27	7,78
57	17,08
87	27,04
117	37,66
123	39,92

Примечания:

- Расчетные значения длины перемещения талевого блока и количество оборотов приведены для талевой системы буровой установки БУ 3200/200;
- Расчетные значения длины перемещения талевого блока и количество оборотов для конкретной буровой установки приведены в паспорте на комплекс для данной БУ, в случае отсутствия данных в паспорте, проводят расчет в соответствии с Приложением Б

Определение погрешности проводят в следующей последовательности:

- устанавливают вал «СКИПТБ» на «нулевую» отметку;
- нажимают кнопку ТАЛ. БЛОК на ПУБ;
- выставляют на счетчике оборотов нуль;
- записывают показания счетчика оборотов и РМТ в таблицу 6;
- включают электропривод «СКИПТБ» – вращение вала по часовой стрелке;
- останавливают электропривод при показаниях счетчика оборотов, соответствующих значениям таблицы 6 в момент выхода вала на «нулевую» отметку;
- записывают показания счетчика оборотов и РМТ в таблицу 6;
- при достижении показаний счетчика оборотов, соответствующих максимальной высоте, в соответствии с таблицей 5, включают электропривод «СКИПТБ» – вращение вала против часовой стрелки;
- останавливают электропривод при тех же показаниях счетчика оборотов, что и при движении по часовой стрелке;
- записывают показания счетчика оборотов и РМТ в таблицу 6.

Погрешность измерений, γ , %, вычисляют по формуле

$$\gamma = \frac{A_{И} - A_{Э}}{X_N} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где $A_{И}$ – значения параметра по показаниям РМТ, м;

$A_{Э}$ – расчетные значения длины перемещения талевого блока, в соответствии с таблицей 5, м;

X_N – верхний предел измерений канала, м;

– диапазон измерений, если нижний предел измерений отличен от нуля.

Таблица 6

А _э , м	А _и , м		Приведенная погрешность, %		Вариация показаний, %
	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	
0,00					-
7,78					
17,08					
27,04					
37,66					
39,92					-

10.1.2 Определение вариации показаний канала.

Вариацию показаний, b , %, вычисляют при каждом проверяемом значении параметра кроме значний, соответствующих пределам измерений, по показаниям, полученным при определении погрешности, по формуле

$$b = \frac{|\Delta_{AM} - \Delta_{AB}|}{X_N} \cdot 100 \%, \quad (2)$$

где Δ_{AM} – абсолютная погрешность в проверяемой точке диапазона измерений при подходе со стороны меньших значений - прямой ход, м;

Δ_{AB} – абсолютная погрешность в проверяемой точке диапазона измерений при подходе со стороны больших значений - обратный ход, м.

10.2 Определение метрологических характеристик канала измерения «Давление бурового раствора»

10.2.1 При определении погрешности измерений канала собирают структурную схему подключения согласно рисунку 2.

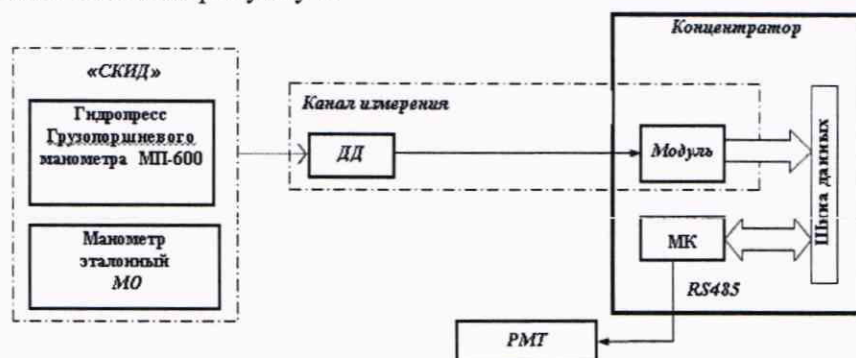


Рисунок 2 – Структурная схема соединений канала измерения «Давление бурового раствора»

Определение погрешности измерений проводят с помощью гидропресса МП-600 из состава «СКИД» создают давление в системе высокого давления МП-600. Заданное давление устанавливают по эталонному манометру МО, а измеренное определяют по РМТ.

Число проверяемых значений в диапазоне измерений канала должно быть не менее восьми, включая предельные значения давления.

Проверяемые значения должны быть распределены равномерно в пределах всего диапазона.

Давление плавно повышают и снимают показания (прямой ход) с РМТ и МО. Затем канал выдерживают в течение 5 мин под давлением, равным верхнему пределу измерений. После чего давление плавно понижают и снимают показания (обратный ход) при тех же значениях давления, что и при повышении. Результаты измерений заносят в таблицу 7.

Погрешность измерений канала вычисляют по формуле (1).

где $A_{и}$ – значения давления по показаниям РМТ, МПа;

$A_{э}$ – значения давления по эталонному манометру, МПа;

X_N – верхний предел измерений давления, МПа.

Таблица 7

Аэ, МПа		Аи, МПа		Приведенная погрешность, %		Вариация показаний, %
Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	
						-
						-

10.2.2 Определение вариации показаний канала.

Вариацию показаний вычисляют при каждом значении параметра, кроме значений, соответствующих пределам измерений, по показаниям, полученным при определении погрешности, по формуле (2),

где b – вариация показаний, %;

Δ_{AM} – абсолютная погрешность в проверяемой точке диапазона измерений при подходе со стороны меньших значений - прямой ход, МПа;

Δ_{AB} – абсолютная погрешность в проверяемой точке диапазона измерений при подходе со стороны больших значений - обратный ход, МПа;

X_N – верхний предел измерений давления, МПа.

10.3 Определение метрологических характеристик канала измерения «Плотность бурового раствора»

10.3.1 Определение погрешности измерений канала.

10.3.1.1 Пикнометр тщательно промывают и просушивают.

Заполняют пикнометр буровым раствором и закрывают его крышкой, при этом раствор должен заполнить канал в крышке пикнометра. Избыток раствора, выступивший из отверстия в крышке, удаляют тканью.

10.3.1.2 Измеряют массу пикнометра, заполненного буровым раствором.

10.3.1.3 Плотность бурового раствора, г/см³, вычисляют по формуле

$$\rho_{\text{э}} = \frac{m_2 - m_1}{V} \quad (3)$$

где m_1 – масса пустого пикнометра, г;

m_2 – масса пикнометра с буровым раствором, г;

V – вместимость пикнометра см³.

Операции 10.3.1.1-10.3.1.3 повторяют три раза и среднее из найденных таким образом значений округляют до 0,001 г/см³, принимают его за действительное значение плотности раствора ($\rho_{\text{э}}$).

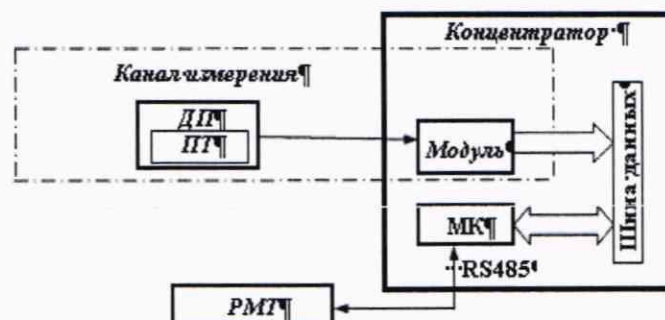


Рисунок 3 – Структурная схема соединений канала измерения «Плотность бурового раствора»

10.3.1.4 Буровой раствор*, плотность которого определена в 10.3.1.1-10.3.1.3, заливают в емкость объемом не меньше 20 дм³, наполняя емкость до середины, опускают груз ГТША 6.392.001 датчика плотности ГТША 5.184.001 в раствор. Проводят измерения плотности раствора комплексом, снимая показания с РМТ комплекса.

Таблица 8

$\rho_{\text{э}}, \text{г/см}^3$	$\rho_{\text{и}}, \text{г/см}^3$	Погрешность измерений $\Delta, \text{г/см}^3$

Измерения плотности повторяют три раза и среднее из найденных таким образом значений округляют до 0,001 г/см³, принимают за измеренное значение плотности бурового раствора ($\rho_{\text{и}}$).

Результаты измерений заносят в таблицу 8.

10.3.1.5 Операции 10.3.1.1-10.3.1.4 проводят для бурового раствора плотностью приблизительно соответствующей минимальному, максимальному и среднему значению диапазона измерений.

Температура раствора при измерениях по 10.3.1.1-10.3.1.2 и 10.3.1.4-10.3.1.5 должна быть одинаковой, различие возможно не более чем на $\pm 0,2$ °С.

Результаты измерений заносят в таблицу 8.

10.3.1.6 Вычисляют погрешности измерений плотности для каждого бурового раствора по формуле

$$\Delta = \rho_{\text{и}} - \rho_{\text{э}}, \quad (4)$$

Результаты заносят в таблицу 8.

За погрешность измерений канала принимают максимальную из $\Delta, \text{г/см}^3$.

10.3.1.7 Вычисляют приведенную погрешность канала измерения по формуле

$$\gamma = \frac{\Delta_{\text{max}}}{X_N} \cdot 100\%, \quad (5)$$

где X_N – диапазон измерений канала, г/см³, вычисленный по формуле

$$X_N = \rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – верхний предел измерений плотности, г/см³;

$\rho_{\text{н}}$ – нижний предел измерений плотности, г/см³.

*вместо бурового раствора в качестве поверочных жидкостей можно использовать приведенные в таблице 9.

Таблица 9

Значения плотности поверочной жидкости, приблизительно, кг/м ³	Наименование и состав поверочных жидкостей	Приблизительное соотношение компонентов поверочных жидкостей (водно-спиртовые/водно-солевые растворы)		
		объем воды, мл	масса соли, г	объем спирта, мл
800	Спирт этиловый ректификованный технический по ГОСТ Р 55878	30	-	970
900	Водно-спиртовой раствор спирта этилового технического по ГОСТ Р 55878 и воды	360	-	640
1000	Вода	1000	-	-

1200	Водно-солевой раствор (NaCl)	1000	350	-
св. 1200 до 2200	Буровой раствор на водно-солевом растворе (NaCl) с добавлением утяжелителя, например, баритового по ГОСТ 4682	-		

10.4 Определение метрологических характеристик канала измерения «Изменение расхода бурового раствора на выходе»

10.4.1 Определение погрешности измерений канала «Изменение расхода бурового раствора на выходе».

Определение погрешности измерений и вариации показаний канала проводят при расчетных значениях изменений расхода б/р для круглого желоба диаметром 300* мм.

Лопатку ДИР поворачивают на угол, соответствующий высоте подъема равной 125 мм по шкале штангенрейсмаса, и фиксируют.

Кратковременно нажимают кнопку РАСХОД на ПУБ, тем самым фиксируют выбранное для контроля значение расхода. Показания на РМТ должны соответствовать 0 %.

Лопатку ДИР устанавливают в положения, соответствующие значениям таблицы 10, начиная с нулевой отметки, по шкале штангенрейсмаса, до верхней, соответствующей значению +100 % изменения расхода по таблице 10, (прямой ход).

* данные о диаметре желоба-из паспорта на конкретный комплекс

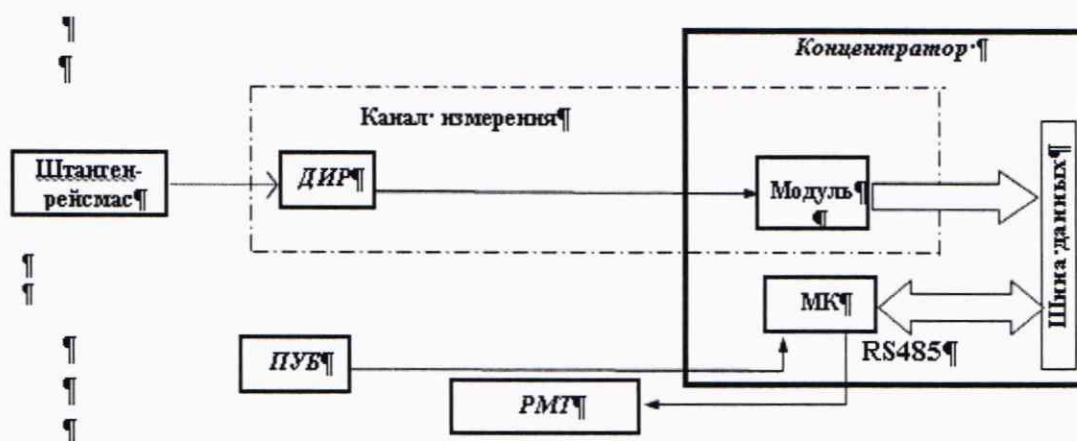


Рисунок 4 – Структурная схема соединений канала измерения «Изменение расхода бурового раствора на выходе»

При достижении лопаткой верхней точки по шкале штангенрейсмаса положение лопатки изменяют сверху вниз, проводя измерения (обратный ход) в тех же точках, что и при прямом ходе. Фиксируют измерения с РМТ и заносят в таблицу 10.

Погрешность измерений вычисляют по формуле (1).

Таблица 10

Аз, %	Положение лопатки, мм	Аи, %		Приведенная погрешность, %		Вариация показаний, %
		Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	
-94	0,0					
-80	25,5					
-60	54,0					
-40	79,0					
-20	102,5					
0	125,0					
19	147,0					
39	170,0					

59	193,0				
77	217,5				
96	245,5				
98	250,0				
100	254,0				

Значения положений лопатки при изменении расхода б/р определены для желоба диаметром 300 мм.

Значения положений лопатки, для любых значений изменений расхода из диапазона измерений изменения расхода, рассчитанные с учетом диаметра желоба конкретной буровой установки, приведены в паспорте на комплекс для данной БУ, в случае отсутствия данных в паспорте, проводят расчет в соответствии с Приложением А

- где $A_{И}$ – измеренные значения параметра канала измерения, %;
 $A_{Э}$ – расчетные значения изменений расхода б/р, в соответствии с таблицей 10, %;
 X_N – нормирующее значение изменений расхода б/р, принятое равным 200 %.

10.4.2 Определение вариации показаний канала.

Вариацию показаний вычисляют при каждом проверяемом значении параметра кроме значений, соответствующих пределам измерений, по показаниям, полученным при определении погрешности измерений, по формуле (2).

- где $\Delta_{АИ}$ – абсолютная погрешность в точке диапазона измерений при подходе со стороны меньших значений - прямой ход, %;
 $\Delta_{АБ}$ – абсолютная погрешность в той же точке диапазона измерений при подходе со стороны больших значений - обратный ход, %.

10.5 Определение метрологических характеристик канала измерения «Нагрузка на крюке»

При определении погрешности измерений собирают структурную схему подключения согласно рисунку 5.

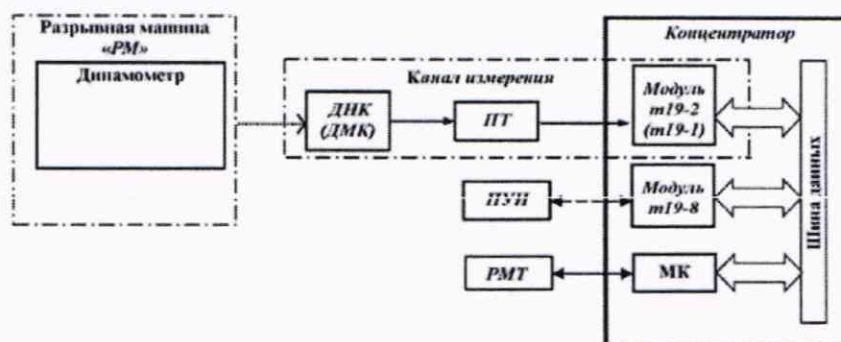


Рисунок 5 – Структурная схема соединений канала измерения «Нагрузка на крюке»

10.5.1 При определении погрешности измерений создают натяжение каната разрывной машины «РМ», значения силы натяжения каната устанавливают по показаниям динамометра из состава «РМ». Снимают показания РМТ и ПУИ.

Измерения проводят не менее чем при пяти различных значениях силы натяжения каната во всем диапазоне измерений, включая - крайние.

Силу натяжения каната повышают и снимают показания, по достижении верхнего предела измерений силу натяжения понижают и снимают показания при тех же значениях, что и при повышении.

Проверяемые значения должны быть распределены равномерно в пределах всего диапазона.

Полученные значения заносят в таблицы 11 и 12.

Таблица 11 - Результаты измерений РМТ

Аэ, кН (т)		Аи, кН (т)		Приведенная погрешность, %		Вариация показаний, %
Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	
						-
						-

Погрешность измерений канала вычисляют по формуле (1).

где γ – приведенная погрешность измерений канала, %;

$A_{и}$ – значения силы натяжения каната по показаниям РМТ, кН (т);

$A_{э}$ – значения силы натяжения каната по индикатору динамометра, кН;

X_N – верхний предел измерений силы, кН (с учетом кратности талевого оснастки).

Таблица 12 – Результаты измерений РМТ и ПУИ

Аэ, кН (т)		Аи, кН (т)		Аэп, кН (т)		Аип, кН (т)		Приведенная погрешность, %	
Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход

10.5.2 Определение вариации показаний канала.

Вариацию показаний определяют при каждом проверяемом значении параметра кроме значений, соответствующих пределам измерений, по показаниям, полученным при определении погрешности измерений, по формуле (2),

где b – вариация показаний, %;

Δ_{AM} – абсолютная погрешность в проверяемой точке диапазона измерений при подходе со стороны меньших значений - прямой ход, кН;

Δ_{AB} – абсолютная погрешность в проверяемой точке диапазона измерений при подходе со стороны больших значений - обратный ход, кН.

10.5.3 Определение погрешности измерений ПУИ.

Приведенную погрешность измерений ПУИ вычисляют по формуле (1)

где $A_{ип}$ – значения параметра «Нагрузка на крюке» по показаниям ПУИ, кН (т);

$A_{эп}$ – значения параметра «Нагрузка на крюке» (ПУИ), рассчитанная величина, зависящая от силы натяжения талевого каната и кратности талевого системы, отображаемой на РМТ, кН (т);

X_N – верхний предел диапазона изменения параметра «Нагрузка на крюке», кН (т).

10.6 Определение метрологических характеристик канала измерения «Момент на ключе».

10.6.1 Определение погрешности измерений канала «Момент на ключе».

При определении погрешности измерений собирают структурную схему подключения согласно рисунку 6.

При определении погрешности измерений создают натяжение каната разрывной машины «РМ», обеспечивающее заданный крутящий момент формула (7), значения силы

натяжения каната устанавливают по показаниям динамометра из состава «РМ». Снимают показания измеренного значения крутящего момента по РМТ.

Измерения проводят не менее чем при пяти различных значениях силы натяжения каната во всем диапазоне измерений канала, включая крайние.

Проверяемые значения должны быть распределены равномерно в пределах всего диапазона измерений.

Полученные значения заносят в таблицу 13.

Таблица 13

A_{Σ} , кН·м	$A_{И}$, кН·м	Приведенная погрешность, %

Погрешность измерений канала вычисляют по формуле (1),

где $A_{И}$ – измеренное значение момента, кН·м;

A_{Σ} – значения момента, вычисленное в соответствии с формулой (7), соответствующее установленной и измеренной динамометром, силе, кН·м;

X_N – верхний предел измерений момента на ключе, кН·м.

В контроллере модуля канала измерения заложена функциональная зависимость крутящего момента, который создает сила натяжения каната ключа, воздействующее на ключ, от значения силы и длины плеча.

$$M_{кр} = F \cdot L_k, \quad (7)$$

где F – значение силы натяжения каната ключа, кН·м,

L_k^* – длина ключа, м.

Значение длины плеча, которое используют при градуировке, должно быть измерено с погрешностью ΔL_k не больше, чем 5 мм.

Значения силы, используемые при градуировке, измеряют с относительной погрешностью δF не больше, чем 0,25 %.

10.7 Определение метрологических характеристик канала регистрации.

10.7.1.1.1 Определение погрешности измерений канала регистрации.

При определении погрешности измерений собирают структурную схему подключения согласно рисунку 6.



Рисунок 6 – Структурная схема соединений канала регистрации

Подготавливают и включают модуль поверяемого канала, калибратор и РМТ в соответствии с их эксплуатационными документами.

Проверяют соответствие занесённых в память модуля канала регистрации значений нижних и верхних пределов измерений силы постоянного тока диапазонам технологических параметров соответствующих каналов.

Устанавливают режим работы канала регистрации, обеспечивающий вывод на РМТ значений измеряемых параметров с разрядностью, при которой выполняется соотношение по формуле

$$q \leq 0,2 \cdot \left| \frac{\gamma \cdot (A_{max} - A_{min})}{100} \right|, \quad (8)$$

- где q – цена наименьшего разряда;
 γ – предел допускаемой приведенной погрешности канала регистрации, %;
 A_{max}, A_{min} – соответственно верхнее и нижнее значения диапазона измерений канала регистрации (q и A выражены в одинаковых единицах технологического параметра).

В настройках программы РМТ для проверяемого канала устанавливают параметр Шкала на значение 16, а параметр Смещение на значение 4 (для диапазона измерений от 4 до 20 мА);

Проверку диапазонов и определение погрешности каналов регистрации, реализующих линейное аналого-цифровое преобразование сигналов силы постоянного тока, выполняют не менее, чем в 5 точках A_i , равномерно распределенных по диапазону изменения технологического параметра в следующей последовательности:

- на вход канала регистрации подключить калибратор в режиме воспроизведения силы постоянного тока;
- последовательно устанавливают на калибраторе значения силы постоянного тока, определяемые по формулам

$$I_i = 20 \cdot \frac{A_i - A_{min}}{A_{max} - A_{min}}, \quad (9)$$

Формула (9) для силы постоянного тока в диапазоне от 0 до 20 мА.

$$I_i = 16 \cdot \frac{A_i - A_{min}}{A_{max} - A_{min}} + 4, \quad (10)$$

Формула (10) для силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА,

- где I_i – значение входного сигнала канала регистрации, мА;
 A_i – выбранное значение технологического параметра, соответствующее входному сигналу;
 A_{max}, A_{min} – нижний и верхний пределы измерения технологического параметра.
 $A_{вых i}$ - значения показаний РМТ.

Абсолютную погрешность канала регистрации $\Delta_{кр}$ вычисляют по формуле

$$\Delta_{кр} = \max(A_{вых i} - A_i) \cdot 100 \%, \quad (11)$$

Приведенную погрешность канала регистрации $\gamma_{кр}$ вычисляют по формуле

$$\gamma_{кр} = \frac{\Delta_{кр}}{A_{max} - A_{мин}} \cdot 100 \%, \quad (12)$$

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

Результаты проверки положительные, если фактические значения погрешности не превышают значений, указанных в таблице 14.

Таблица 14

Наименование характеристики	Значение
Канал измерения «Положение талевого блока»:	
- верхний предел измерений высоты подъема (спуска) талевого блока, м, не более	40*
- пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	±1,0
- вариация показаний, %	±1,0
Канал измерения «Давление бурового раствора»:	
- верхний предел измерений, МПа, не более	40*

Наименование характеристики	Значение
- пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	$\pm 1,0$
- вариация показаний, %	$\pm 1,0$
Канал измерения «Плотность бурового раствора»: - диапазон измерений, кг/м^3 - пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	от 800 до 2200* $\pm 1,0$
Канал измерения «Изменение расхода бурового раствора на выходе»: - диапазон измерений, % - пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, % - вариация показаний, %	от -100 до +100 $\pm 2,0$ $\pm 2,0$
Канал измерения «Нагрузка на крюке»: - максимальное значение контролируемого параметра, кН, не более - пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений ПУИ, % - верхний предел измерений силы натяжения каната (с ДНК-3), кН, не более - верхний предел измерений силы растяжения (с ДНК-3.1), кН, не более	4500 $\pm 1,5$ 375* 225,5*
- пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений (с ДНК-3), % - пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений (с ДНК-3.1), % - вариация показаний, (с ДНК-3), % - вариация показаний, (с ДНК-3.1), %	$\pm 3,0$ $\pm 1,0$ $\pm 3,0$ $\pm 1,0$
Канал измерения «Момент на ключе»: - верхний предел измерений, кН·м, не более - пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	100* $\pm 1,0$
Каналы регистрации Технологических параметров: - диапазон преобразования силы постоянного тока, мА - пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	от 0* до 20 $\pm 0,5$
* по данным паспорта на конкретный комплекс	

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки оформляют свидетельством о поверке, с указанием заводского номера поверенного датчика, из состава канала измерения, модуля, из состава канала регистрации. К свидетельству прилагаются протоколы произвольной формы с результатами поверки по всем каналам.

12.2 При положительных результатах поверки комплекса вносят сведения о поверке в ФИФОЕИ.

12.3 При отрицательных результатах поверки комплекса к эксплуатации не допускают и вносят сведения в ФИФОЕИ.

12.4 Особенности конструкции комплексов препятствуют нанесению на него знака поверки. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке.

Приложение А (обязательное)

Расчетные формулы определения изменений расхода бурового раствора

Метод измерений изменения расхода б/р относится к косвенным методам, определяет изменение расхода жидкости за период проходки (бурения) по геометрическим параметрам трубы растворопровода и изменению уровня жидкости в трубе при условии:

- б/р самотеком течет по трубе (рисунок А.1).
- плотность бурового раствора за период проходки не меняется.
- расстояние между нижним краем лопатки в свободно опущенном положении и нижней точкой сечения трубы (20 ± 1) мм (h_0).

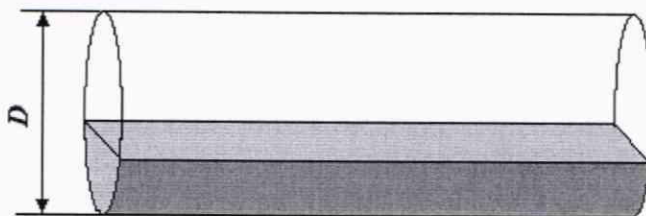


Рисунок А.1 – Продольное сечение трубы растворопровода

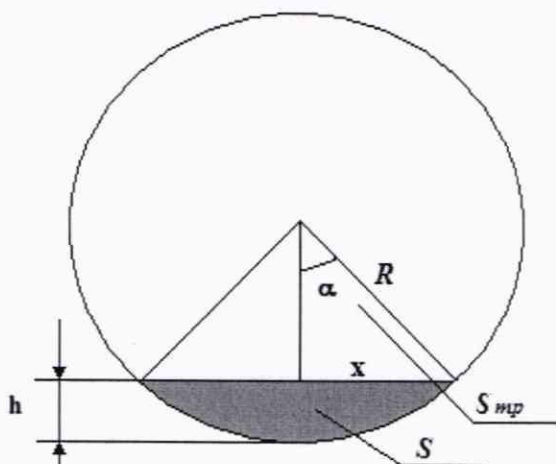


Рисунок А.2 – Поперечное сечение трубы растворопровода

D – диаметр трубы,

R – радиус трубы,

α – угол между вертикалью трубы и радиусом, проведенным в "точку касания" трубы с поверхностью потока жидкости,

x – половина длины основания треугольника.

h – высота сегмента, заполненного б/р.

Расход жидкости, протекающей в трубопроводе, определяют по формуле

$$Q = S \cdot V, \quad (\text{А.1})$$

где S – площадь поперечного сечения трубопровода, заполненная жидкостью;

V – скорость течения жидкости.

* обеспечивают при монтаже

Относительное изменение расхода б/р за период проходки определяют по формуле

$$Q_{0\mp K} = \frac{Q_K - Q_0}{Q_0} \cdot 100\%, \quad (\text{A.2})$$

где Q_K – значение расхода в текущий момент времени;
 Q_0 – значение расхода перед началом проходки.

Подставляя (A.1) для Q_K и Q_0 в (A.2), получают формулу

$$Q_{0\mp K} = \frac{S_K \cdot V - S_0 \cdot V}{S_0 \cdot V_0} \cdot 100\%, \quad (\text{A.3})$$

При $V = V_0$ (скорость потока б/р не меняется за промежуток времени измерений), формула (A.3) примет вид.

$$Q_{0\mp K} = \frac{S_K - S_0}{S_0} \cdot 100\% \text{ или } Q_{0\mp K} = \left(\frac{S_K}{S_0} - 1 \right) \cdot 100\% \quad (\text{A.4})$$

где S_K – площадь поперечного сечения трубопровода, заполненная жидкостью, после произведенного расхода;

S_0 – площадь поперечного сечения трубопровода, заполненная жидкостью, до произведенного расхода.

Поперечное сечение трубопровода, заполненного б/р, представляет собой сегмент, образованный стенками трубы и поверхностью жидкости, на которой лежит лопатка датчика ДИР (рисунок A.2).

Площадь поперечного сечения трубопровода, заполненного б/р, определяют как разность площадей сектора и треугольника.

$$S = S_{\text{сект}} - S_{\text{тр}}, \quad (\text{A.5})$$

где площадь сектора определяют по формуле

$$S_{\text{сект}} = \alpha \cdot \frac{R^2}{2}, \text{ или в виде: } S_{\text{сект}} = \alpha \cdot \frac{D^2}{8}, \quad (\text{A.6})$$

Угол α определяют из треугольника, гипотенуза которого равна R или $\frac{D}{2}$, а прилежащий катет угла равен $(R - h)$ или $(\frac{D}{2} - h)$. Получают формулу

$$\frac{\alpha}{2} = \arccos \frac{\frac{D}{2} - h}{\frac{D}{2}}, \quad (\text{A.7})$$

Преобразуя формулу (A.7), определяют угол α по формуле

$$\alpha = 2 \cdot \arccos 1 - \frac{2h}{D}, \quad (\text{A.8})$$

Подставляя (A.8) в (A.6), получают площадь сектора в виде

$$S_{\text{сект}} = \frac{D^2}{4} \cdot \arccos 1 - \frac{2h}{D}, \quad (\text{A.9})$$

Определяют половину длины основания треугольника по формуле

$$x = \sqrt{R^2 - (R - h)^2} \quad (\text{A.10})$$

Преобразуя (A.10), получают: $x = \sqrt{h \cdot (D - h)}$

Площадь треугольника определяют по формуле

$$S_{\text{тр}} = \left(\frac{D}{2} - h\right) \cdot \sqrt{h \cdot (D - h)}, \quad (\text{A.11})$$

Подставив (A.9) и (A.11) в (A.5), определяют площадь сегмента по формуле

$$S = \left(\frac{D^2}{4} \cdot \arccos 1 - \frac{2h}{D}\right) - \left(\frac{D}{2} - h\right) \cdot \sqrt{h \cdot (D - h)}, \quad (\text{A.12})$$

Датчик ДИР устанавливают в трубу растворопровода, внутренний диаметр которой заранее известен с относительной погрешностью не больше 1 %.

В электронную память модуля канала измерения изменения расхода при тарифовке датчика заложена таблица, устанавливающая зависимость высоты подъема лопатки (код положения лопатки) от расчетной площади сегмента.

Высоту подъема лопатки измеряют штангенрейсмасом с погрешностью измерений 0,05 мм.

Расчетные формулы погрешности измерений

1) Расчетные формулы погрешности определения площади поперечного сечения трубопровода, заполненного б/р.

Из формулы (A.12) следует, что площадь сегмента является функцией двух независимых переменных

$$S = f(D, h)$$

Погрешность определения площади поперечного сечения трубопровода зависит от погрешностей измерений D и h .

Следовательно, погрешность определения S вычисляют по формуле

$$\Delta S = \sqrt{\left(\frac{dS(D, h)}{dD}\right)^2 \cdot (\Delta D)^2 + \left(\frac{dS(D, h)}{dh}\right)^2 \cdot (\Delta h)^2} \quad (\text{A.13})$$

Находят частные производные функции $S = f(D, h)$, имеющей вид (A.12)

$$\frac{dS(D, h)}{dD}, \text{ при } h = \text{const, и } \frac{dS(D, h)}{dh}, \text{ при } D = \text{const.}$$

Получают

$$\frac{dS(D, h)}{dD} = \frac{D}{2} [\pi - ac \cos(\frac{2h}{D} - 1) - \sqrt{h \cdot (D - h)}] \quad (\text{A.14})$$

$$\frac{dS(D, h)}{dh} = 2\sqrt{h \cdot (D - h)} \quad (\text{A.15})$$

Подставляя (A.14) и (A.15) в (A.13), получают формулу

$$\Delta S = \sqrt{\frac{D}{2} [(\pi - ac \cos(\frac{2h}{D} - 1) - \sqrt{h(D - h)}) \cdot (\Delta D)]^2 + (2\sqrt{h \cdot (D - h)} \cdot \Delta h)^2} \quad (\text{A.16})$$

2) Расчетные формулы погрешности определения изменения расхода б/р.

Из формулы (A.3) следует, что при $V = \text{const}$ изменение расхода является функцией, зависящей от S_0 и S_K .

$$Q_{0+K} = f(S_0, S_K)$$

Погрешность определения изменений расхода б/р Q_{0+K} зависит от погрешности определения S_0 и S_K .

Следовательно, погрешность определения изменений расхода вычисляют по формуле

$$Q_{0+K} = \sqrt{\left(\frac{dQ(S_0; S_K)}{dS_K}\right)^2 \cdot (\Delta S_K)^2 + \left(\frac{dQ(S_0; S_K)}{dS_0}\right)^2 \cdot (\Delta S_0)^2} \quad (\text{A.17})$$

Продифференцировав функцию (A.4), по S_0 при $S_K = \text{const}$ и по S_K при $S_0 = \text{const}$, получают

$$\frac{dQ_K(S_0; S_K)}{dS_K} = \frac{100}{S_0}, \quad (\text{A.18})$$

$$\frac{dQ_K(S_0; S_K)}{dS_0} = -\frac{100 \cdot S_K}{S_0^2}, \quad (\text{A.19})$$

Подставив (A.18) и (A.19) в (A.17), и проведя математическую обработку, получают формулу

$$Q_{0+K} = \frac{100 \cdot \sqrt{(S_0 \cdot \Delta S_K)^2 + (S_K \cdot \Delta S_0)^2}}{S_0^2} \% \quad (\text{A.20})$$

**Приложение Б
(обязательное)**

Градуировка канала измерения «Положение талевого блока»

В контроллер модуля канала помещают данные о высоте талевого блока, зависящей от параметров талевой системы, и от количества оборотов барабана буровой лебедки.

При определении данных, необходимых для градуировки канала, учитывают следующее:

- первый слой с барабана буровой лебедки никогда не сматывают, с целью защиты его от истирания,

- три витка первого слоя являются страховочными ($n_c=3$).

Б.1 Определяют параметры талевого каната, намотанного на барабан талевой системы:

а) длину одного витка каната на барабане вычисляют по формуле

$$L_v = \pi[D_6 + D_m + (k - 1) \cdot D_6 \cdot 2 \cdot D_m] \quad (\text{Б.1})$$

где D_6^* – диаметр бочки барабана;

D_m^* – диаметр талевого каната;

k – номер слоя каната на барабане.

б) длину одного слоя каната на барабане вычисляют по формуле

$$L_c = L_6 \cdot \frac{\pi[D_6 + D_m + (k-1) \cdot D_6 \cdot 2 \cdot D_m]}{D_m} \quad (\text{Б.2})$$

где L_6^* – длина бочки барабана.

В.2 Количество витков каната в каждом слое вычисляют по формуле

$$n = \frac{L_6}{D_m} \quad (\text{Б.3})$$

для последнего слоя количество витков каната зависит от максимальной высоты талевого блока.

В.3 Высоту подъема талевого блока с учетом оснастки талевой системы вычисляют

а) для первого слоя по формуле

$$H_1 = \frac{L_{c2} - L_{v2} \cdot n_c}{K_m} \quad (\text{Б.4})$$

где L_{c2} – длина 2-го слоя каната, мм;

L_{v2} – длина одного витка 2-го слоя каната, мм;

n_c – количество страховочных витков;

K_m^* – кратность оснастки талевой системы.

б) для последующих слоев по формуле

$$H_n = \frac{L_{c(n+1)}}{K_m} + H(n - 1) \quad (\text{Б.5})$$

* параметры талевой оснастки определяют по техническим требованиям заказчика

Б.4 Погрешности измерений при градуировке канала измерения «Положение талевого блока»

Б.4.1 Для определения длины одного витка используют формулу

$$L_B = \pi [D_6 + D_m + (\kappa - 1) \cdot 2 \cdot D_m], \quad (\text{Б.6})$$

где D_6 и D_m измеренные параметры:

D_6 – диаметр бочки барабана;

D_m – диаметр талевого каната.

Следовательно,

$$L_B(D_6; D_m) = \pi [D_6 + D_m + (\kappa - 1) \cdot 2 \cdot D_m], \quad (\text{Б.7})$$

Погрешность определения длины витка вычисляют по формуле

$$\Delta L_B = \sqrt{\left(\frac{dL_B(D_6; D_m)}{dD_6}\right)^2 \cdot (\Delta D_6)^2 + \left(\frac{dL_B(D_6; D_m)}{dD_m}\right)^2 \cdot (\Delta D_m)^2}, \quad (\text{Б.8})$$

Находят* производные (1) по D_6 при $D_m = \text{const}$ и по D_m при $D_6 = \text{const}$

$$\frac{dL_B(D_6; D_m)}{dD_6} = \pi, \quad (\text{Б.9})$$

$$\frac{dL_B(D_6; D_m)}{dD_m} = \pi [1 + 2 \cdot (\kappa - 1)], \quad (\text{Б.10})$$

Подставляют (Б.9) и (Б.10) в (Б.8).

$$\Delta L_B = \sqrt{(\pi)^2 \cdot (\Delta D_6)^2 + (\pi \cdot [1 + 2 \cdot (\kappa - 1)])^2 \cdot (\Delta D_m)^2} \quad (\text{Б.11})$$

Или в виде

$$\Delta L_B = \pi \cdot \sqrt{(\Delta D_6)^2 + (1 + 2 \cdot (\kappa - 1))^2 \cdot (\Delta D_m)^2},$$

Б.4.2 Длину одного слоя каната на барабане вычисляют по формуле

$$L_c = L_6 \cdot \frac{\pi [D_6 + D_m + (\kappa - 1) \cdot 2 \cdot D_m]}{D_m}, \quad (\text{Б.12})$$

где L_6 – длина бочки барабана.

Вычисляют погрешность длины одного слоя

$$\Delta L_c = \sqrt{\left(\frac{dL_c(D_6; D_m; L_6)}{dD_6}\right)^2 \cdot (\Delta D_6)^2 + \left(\frac{dL_c(D_6; D_m; L_6)}{dD_m}\right)^2 \cdot (\Delta D_m)^2 + \left(\frac{dL_c(D_6; D_m; L_6)}{dL_6}\right)^2 \cdot (\Delta L_6)^2} \quad (\text{Б.13})$$

Находят производные (5) по D_6 при $D_m = \text{const}$, $L_6 = \text{const}$, по D_m при $D_6 = \text{const}$, $L_6 = \text{const}$, и по L_6 при $D_6 = \text{const}$, $D_m = \text{const}$.

Получают формулы

$$\frac{dL_c(D_6; D_m; L_6)}{dD_6} = \frac{\pi \cdot L_6}{D_m} \quad (\text{Б.14})$$

$$\frac{dL_c(D_6; D_m; L_6)}{dD_m} = -\pi \cdot L_6 \frac{D_6}{D_m^2}, \quad (\text{Б.15})$$

Подставляют (Б.8), (Б.9), (Б.10) в (Б.7), получают формулу

$$\frac{dL_c(D_6; D_m; L_6)}{dL_6} = \frac{\pi [D_6 + D_m + 2 \cdot (\kappa - 1) \cdot D_m]}{D_m}, \quad (\text{Б.16})$$

$$\Delta L_c = \sqrt{\left(\frac{\pi \cdot L_6}{D_m}\right)^2 \cdot (\Delta D_6)^2 + \left(-\pi \cdot L_6 \cdot \frac{D_6}{D_m^2}\right)^2 \cdot (\Delta D_m)^2 + \left(\frac{\pi \cdot [D_6 + D_m + 2 \cdot (\kappa - 1) \cdot D_m]}{D_m}\right)^2 \cdot (\Delta L_6)^2}$$

или в виде

$$\Delta L_c = \pi \cdot \sqrt{\left(\frac{L_6}{D_m}\right)^2 \cdot (\Delta D_6)^2 + \left(L_6 \cdot \frac{D_6}{D_m^2}\right)^2 \cdot (\Delta D_m)^2 + \left(\frac{[D_6 + D_m + 2 \cdot (\kappa - 1) \cdot D_m]}{D_m}\right)^2 \cdot (\Delta L_6)^2}, \quad (\text{Б.17})$$

* для нахождения производных пользуются программой Mat CAD

Б.4.3 количество витков каната в слое определяют по формуле

Вычисляют погрешность количества витков в слое по формуле

$$n = \frac{L_6}{D_m}, \quad (\text{Б.18})$$

$$\Delta n = \sqrt{\left(\frac{dn(L_6; D_m)}{dD_m}\right)^2 \cdot (\Delta D_m)^2 + \left(\frac{dn(L_6; D_m)}{dL_6}\right)^2 \cdot (\Delta L_6)^2}, \quad (\text{Б.19})$$

Находят производные Б.12 по D_m при $L_6 = \text{const}$, и по L_6 при $D_m = \text{const}$.
Получают формулы

$$\frac{dn(L_6; D_m)}{dD_m} = \frac{-L_6}{D_m^2}, \quad (\text{Б.20})$$

$$\frac{dn(L_6; D_m)}{dL_6} = \frac{1}{D_m}, \quad (\text{Б.21})$$

Подставляют (Б.14) и (Б.15) в (Б.13), получают

$$\Delta n = \sqrt{\left(\frac{-L_6}{D_m^2}\right)^2 \cdot (\Delta D_m)^2 + \left(\frac{1}{D_m}\right)^2 \cdot (\Delta L_6)^2}, \text{ или } \Delta n = \frac{1}{D_m} \cdot \sqrt{\left(\frac{L_6}{D_m} \cdot \Delta D_m\right)^2 + (\Delta L_6)^2}, \quad (\text{Б.22})$$

Б.4.4 Высоту подъема (спуска) талевого блока с учетом оснастки талевой системы вычисляют по формуле

а) для первого слоя

$$H1 = \frac{(L_{c2} - L_{B2} \cdot n_c)}{K_m}, \quad (\text{Б.23})$$

где L_{c2} - длина 2-го слоя каната, мм;

L_{B2} - длина одного витка 2-го слоя каната, мм;

n_c - количество страховочных витков;

K_m - кратность оснастки талевой системы.

б) для последующих слоев

$$H_n = \frac{L_c(n+1)}{K_m} + H(n-1), \quad (\text{Б.24})$$

где k - номер слоя каната на барабане.

Погрешности высоты подъема (спуска) талевого блока вычисляют по формуле а) для первого слоя

$$\Delta H_1 = \sqrt{\left(\frac{dH_1(L_{c2}; L_{B2})}{dL_{c2}}\right)^2 \cdot (\Delta L_{c2})^2 + \left(\frac{dH_1(L_{c2}; L_{B2})}{dL_{B2}}\right)^2 \cdot (\Delta L_{B2})^2}, \quad (\text{Б.25})$$

Находят производные (17) по L_{c2} при $L_{B2} = \text{const}$, и по L_{B2} при $L_{c2} = \text{const}$.
Получают формулы

$$\frac{dH_1(L_{c2}; L_{B2})}{dL_{c2}} = \frac{1}{K_m}, \quad (\text{Б.26})$$

$$\frac{dH_1(L_{c2}; L_{B2})}{dL_{B2}} = \frac{-n_c}{K_m}, \quad (\text{Б.27})$$

Подставляют (Б.20) и (Б.21) в (Б.19), получают

$$\Delta H_1 = \sqrt{\left(\frac{1}{K_m}\right)^2 \cdot (\Delta L_{c2})^2 + \left(\frac{-n_c}{K_m}\right)^2 \cdot (\Delta L_{B2})^2} \text{ или } \Delta H_1 = \frac{1}{K_m} \sqrt{(\Delta L_{c2})^2 + (n_c \cdot \Delta L_{B2})^2}, \quad (\text{Б.28})$$

б) для последующих слоев

$$\Delta H_n = \sqrt{\left(\frac{dH_n(L_{c(n+1)}; H_{(n-1)})}{dL_{c(n+1)}}\right)^2 \cdot (\Delta L_{c(n+1)})^2 + \left(\frac{dH_n(L_{c(n+1)}; H_{(n-1)})}{dH_{(n-1)}}\right)^2 \cdot (\Delta H_{(n-1)})^2}, \quad (\text{Б.29})$$

Находят производные (В.18) по $L_{c(n+1)}$ при $H_{(n-1)} = \text{const}$, и по $H_{(n-1)}$ при $L_{c(n+1)} = \text{const}$.

Получают формулы

$$\frac{dH_n(L_{c(n+1)}; H_{(n-1)})}{dL_{c(n+1)}} = \frac{1}{K_m}, \quad (\text{Б.30})$$

$$\frac{dH_n(L_{c(n+1)}; H_{(n-1)})}{dH_{(n-1)}} = 1, \quad (\text{Б.31})$$

Подставляют (Б.24) и (Б.25) в (Б.23), получают

$$\Delta H_n = \sqrt{\left(\frac{1}{K_m}\right)^2 \cdot (\Delta L_{c(n+1)})^2 + (\Delta L H_{(n-1)})^2}, \quad (\text{Б.32})$$