



СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

Управляющий ООО "ФАКОМ ТЕХНОЛОДЖИЗ"

Директор БелГИМ

И.И. Лозовский
"01" декабря 2015

В.Л. Гуревич
"01" декабря 2015

Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь

Системы измерительные управляющие ПОТОК

Методика поверки

МРБ МП. 2060 – 2015
(взамен МРБ МП.2060-2012)

РАЗРАБОТАНО

Главный инженер ООО "ФАКОМ ТЕХНОЛОДЖИЗ"

И.А. Гурский
"01" декабря 2015

Минск

СОДЕРЖАНИЕ

Вводная часть.....	стр.3
1 Операции и средства поверки.....	стр.3
2 Требования к квалификации поверителей.....	стр.4
3 Требования безопасности.....	стр.5
4 Условия проведения поверки.....	стр.5
5 Подготовка к поверке.....	стр.5
6 Проведение поверки.....	стр.6
7 Обработка результатов измерений	стр.16
8 Оформление результатов поверки.....	стр.16
9 Приложение А Перечень средств измерений, предназначенных для конфигурации Системы.....	стр.17
10 Приложение Б Форма протокола поверки измерительных каналов	стр.18
11 Приложение В Форма протокола поверки Системы (определение относительной погрешности измерения массы продукта в резервуаре).....	стр.20
12 Приложение Г Форма протокола поверки Системы (определение абсолютной погрешности измерения уровня - ИК уровня)...	стр.21
13 Приложение Д Форма протокола поверки Системы (определение абсолютной погрешности измерения уровня подтоварной воды).....	стр.22
14 Приложение Е Форма протокола поверки колонки для сжиженных газов.....	стр.23
15 Приложение И Общий вид средств измерений (выборочно), входящих в состав системы ПОТОК.....	стр.24
16 Приложение К Схема размещения знака поверки для газовых колонок.....	стр.25

ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

Настоящая методика поверки распространяется на системы измерительные управляющие ПОТОК (далее – системы ПОТОК), предназначенные для измерения массового/объемного расхода (массы/объема) жидкостей, в том числе нефтепродуктов, сжиженных углеводородных газов (далее – СУГ), тепловой энергии в однотрубной системе теплоснабжения, расхода и количества природного газа и устанавливает методику первичной и периодической поверки.

Системы конфигурируются и программируются под конкретную измерительную задачу на базе вычислителя расхода многофункционального ВРФ или ВРФExd (далее – вычислитель ВРФ), расходомеров, уровнемеров, первичных преобразователей давления, температуры, перечень которых приведен в приложении А.

В зависимости от конкретной измерительной задачи системы могут быть сконфигурированы следующим образом:

- Системы ПОТОК, реализующие метод переменного перепада давления (предназначены для измерения массового (объемного) расхода жидкостей и газов, количества теплоты в однотрубной системе теплоснабжения);
- Системы ПОТОК, реализующие прямой метод динамических измерений (предназначены для измерения массового расхода (массы) нефти и нефтепродукта, а также других жидкостей и газов, с помощью расходомеров, реализовывающих прямой метод динамических измерений массы продукта);
- Системы ПОТОК, реализующие косвенный метод объемно-статических измерений (предназначены для измерения и учета массы нефти или нефтепродуктов в вертикальных резервуарах в соответствии с СТБ 8030-2006).

Настоящая методика разработана в соответствии с требованиями ТКП 8.003-2011 и устанавливает методику поверки системы в лабораторных условиях и/или в условиях эксплуатации системы по измерительным каналам (далее - ИК) уровня, температуры, плотности продукта.

Межповерочный интервал – не более 24 месяцев (для систем ПОТОК, применяемых в сфере законодательной метрологии).

1 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

1.1 При проведении поверки систем должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1 Внешний осмотр	6.2
2 Опробование	6.3
3 Определение метрологических характеристик:	6.4
- Системы ПОТОК, реализующие метод переменного перепада давления;	6.4.1
- Системы ПОТОК, реализующие прямой динамических измерений;	6.4.2
- Системы ПОТОК, реализующие косвенный метод объемно-статических измерений	6.4.3
4 Обработка результатов измерений	7
5 Оформление результатов поверки	8

1.2 При проведении поверки должны применяться средства поверки и вспомогательное оборудование, указанные в таблице 2.

Таблица 2

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) эталонов и вспомогательных средств поверки, их метрологические и основные технические характеристики
4.1	Барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 кПа до 106 кПа, пределы абсолютной погрешности измерения давления $\pm 0,2$ кПа.
4.1	Психрометр аспирационный МВ-4М, диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, пределы абсолютной погрешности измерения относительной влажности ± 6 %.
4.1	Термометр ртутный лабораторный ТЛ-4, диапазон измерений температуры от 0 °С до 55 °С; от минус 30 °С до плюс 20 °С, пределы абсолютной погрешности измерения температуры $\pm 0,2$ °С.
6.4.2.3	Мерник газовый ММСГ-1, 2-го разряда, объемом 10 дм ³ с относительной погрешностью $\pm 0,1$ %.
6.4.2.3	Секундомер СОСпр, емкость шкалы 60 с; 60 мин, класс точности 2
6.4.3.2	Уровнемер электронный переносной УТИ 2000 Т, диапазон измерений от 6 мм до 3000 мм; пределы допускаемой абсолютной погрешности ленты уровнемера $\pm 1,5$ мм, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения границы раздела фаз ± 1 мм.
6.4.3.3	Камера климатическая ANYVIB-2200-5S, диапазон воспроизведения температуры от минус 75 °С до плюс 180 °С
6.4.3.3	Термометр лабораторный электронный "ЛТ-300", пределы допускаемой погрешности $\pm 0,05$ °С в диапазоне измеряемых температур от минус 50 °С до плюс 199,99 °С
6.4.3.4	Плотномер ПЛОТ-ЗБ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности: при температуре жидкости и окружающей среды от минус 20 °С до плюс 50 °С и вязкости до 100 мм ² /с, $\pm 0,5$, кг/м ³ ; - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры, $\pm 0,2$ °С;
<p>Примечание-</p> <p>1 При поверке средств измерений, входящих в состав системы, должны применяться эталоны и вспомогательное оборудование, указанное в собственных методиках поверки.</p> <p>2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих характеристики в требуемом диапазоне и с требуемой точностью.</p> <p>3 Все средства поверки должны быть поверены в установленном порядке и иметь свидетельства о поверке.</p> <p>4 При поверке системы, реализующей метод переменного перепада давления, должны быть представлены расчеты на стандартные сужающие устройства (диафрагмы) согласно ПО "Расходомер-ИСО", или датчик расхода серии ANNUBAR согласно ПО "TOOLKIT" или ПО "Расходомер ИСО-ОНТ ANNUBAR" или согласно ПО по методике РД 50-411-83 для нестандартных сужающих устройств .</p> <p>5 Условия эксплуатации эталонов и вспомогательных средств измерений должны соответствовать условиям, установленным для проведения поверки системы.</p>	

2 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

2.1 К проведению измерений при поверке допускаются лица, имеющие необходимую подготовку для работы с поверяемыми приборами, а также имеющие достаточный опыт работы с используемыми эталонами.

2.2 Поверка осуществляется непосредственно поверителями, которые подтвердили компетентность выполнения данного вида поверочных работ.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 При поведении поверки должны соблюдаться "Межотраслевые правила по охране труда при работе в электроустановках" и ТКП 181-2009.

3.2 При проведении поверки необходимо руководствоваться требованиями, изложенными в руководстве по эксплуатации на применяемые эталоны и вспомогательное оборудование.

3.3 При поверке системы по месту ее эксплуатации необходимо соблюдать требования безопасности, установленные на объекте.

3.4 Во время проведения измерений на резервуаре поверителю запрещается вмешиваться в работу технологического оборудования. Работы, связанные с измерениями на резервуаре, проводит поверитель в присутствии оператора предприятия собственника, либо совместно с оператором предприятия-собственника.

- Измерения с помощью эталонного уровнемера УТИ должен проводить поверитель.

3.5 При проведении измерений уровня, плотности и температуры запрещается:

- курение, применение открытого огня;
- использование средств связи не взрывозащищенного исполнения;
- производство работ в одежде из синтетических тканей;
- производство работ во время дождя и грозы;
- производство работ неисправным, искроопасным инструментом.

3.6 При проведении измерений уровня, плотности и температуры следует соблюдать следующие меры безопасности:

- при выполнении работ на крыше резервуара можно находиться только на обслуживающей площадке спиной к ветру. Сходить с обслуживающей площадки на крышу резервуара запрещается;

- запрещается заглядывать в открытый основной измерительный люк. После открытия основного измерительного люка средства измерений, используемые при поверке, должны быть заземлены с помощью штатного устройства заземления в заземляющему устройству, находящемуся на резервуаре. Измерительную ленту эталонного уровнемера опускают медленно, не допуская ее бесконтрольного раскручивания.

4 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

4.1 При проведении поверки в лабораторных условиях должны соблюдаться следующие условия:

- относительная влажность воздуха от 30 % до 80 %, без конденсации влаги;
- температура окружающего воздуха $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$;
- атмосферное давление от 86,0 до 106 кПа.

4.2 При проведении поверки в условиях эксплуатации должны соблюдаться следующие условия:

- относительная влажность воздуха от 30 % до 80 %, без конденсации влаги;
- температура окружающего воздуха от минус $10 ^\circ\text{C}$ до плюс $30 ^\circ\text{C}$;
- атмосферное давление от 86,0 до 106 кПа.

4.3 До начала поверки в лабораторных условиях средства измерений должны находиться в режиме работы не менее 2-х часов, а эталоны – в течение времени установления рабочего режима, указанного в эксплуатационной документации.

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 Перед проведением поверки проводят следующие подготовительные работы:

- изучают эксплуатационные документы (далее – ЭД) на систему, настоящую методику и правила техники безопасности при работе;

- устанавливают приборы, позволяющие в процессе проведения измерений контролировать изменения влияющих факторов (температуры, атмосферного давления, относительной влажности окружающего воздуха);

- подготавливают эталонные средства измерений к работе в соответствии с ЭД;
- выполняют мероприятия по технике безопасности;

– записывают в протоколе заводские номера эталонных и вспомогательных средств измерений, применяемых при поверке и заводские номера поверяемых средств измерений;

– проверяют наличие действующих свидетельств (протоколов) о поверке составных элементов системы, указанных в паспорте на систему, при оформлении свидетельства на «Систему измерительную управляющую ПОТОК».

5.2 Во время поверки должны отсутствовать:

- вибрации, тряски, удары, влияющие на работу системы;
- внешние магнитные поля, кроме земного, влияющие на работу системы.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Поверка системы проводится поэлементно для конфигурации, созданной для конкретной измерительной задачи.

6.1.1 При первичной и периодической поверке системы все средства измерений, входящие в ее состав, должны быть поверены в лабораторных условиях.

6.1.2 При периодической поверке системы допускается проводить поверку средств измерений или измерительных каналов, по месту ее эксплуатации, при наличии необходимых эталонных средств измерений, соблюдении условий поверки (указанных в 4.2) и выполнении требований, представленных в нормативных документах соответствующих средств измерений.

6.1.3 При использовании средств измерений (датчиков) с цифровым выходным сигналом, поверка их осуществляется совместно с вычислителем ВРФ, при этом интерфейс модуля ввода/вывода цифровых сигналов вычислителя ВРФ согласовывается с логическим интерфейсом используемых средств измерений. Погрешности образованных измерительных каналов (в дальнейшем - ИК) соответствуют погрешности применяемых средств измерений (датчиков).

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации на составные элементы, в том числе паспорту на систему, который оформляется на каждую систему индивидуально..
- на средствах измерений не должно быть механических повреждений, коррозии, нарушений покрытий, надписей и других дефектов, препятствующих применению в системах;
- надписи и обозначения на средствах измерений должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.3 Опробование

6.3.1 При опробовании системы проверяют работоспособность всех средств измерений системы в соответствии нормативными документами на них.

6.3.2 При использовании системы для измерения расхода энергоресурсов методом переменного перепада давления необходимо провести программирование вычислителя ВРФ по исходным данным представленных расчетов на стандартные сужающие устройства или датчики расхода серии ANNUBAR.

6.3.3 После программирования вычислителя ВРФ провести его опробование путем выполнения расчетов, предусмотренных нормативным документом на вычислитель ВРФ.

6.3.4 При использовании системы на резервуарах необходимо наличие действующих градуировочных бланков.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Системы ПОТОК, реализующие метод переменного перепада давления

6.4.1.1 **Определение относительной погрешности измерения массового (объемного) расхода жидкостей и газов.**

6.4.1.1.1 Определение относительной погрешности измерения массового (объемного) расхода жидкостей и газов, δ_G , %, производится расчетным методом:

- при помощи ПО "Расходомер-ИСО" для стандартных сужающих устройств;
- при помощи ПО "TOOLKIT" или ПО «Расходомер ИСО-ОНТ ANNUBAR» - для датчиков расхода серии ANNUBAR;
- при помощи ПО по методике РД 50-411-83 для нестандартных сужающих устройств.

6.4.1.1.2 Выполненные расчеты являются обязательным приложением при поверке вычислителя ВРФ для оценки относительной погрешности вычислений расхода.

6.4.1.1.3 Средства измерений, входящие в состав системы, поверяются в лабораторных условиях по собственным методикам поверки согласно приложению А.

6.4.1.1.4 Система считается годной, если относительная погрешность измерения массового (объемного) расхода жидкостей и газов, δ_G , %, в зависимости от измеряемой среды, приведенная в расчетах не превышает следующих значений:

- $\pm 1,5$ % (для объемного расхода природного газа);
- $\pm 2,0$ % (для массового расхода теплоносителя, других жидкостей и газов);
- $\pm 2,5$ % (для количества тепловой энергии).

6.4.1.2 Определение относительной погрешности измерения тепловой энергии теплоносителя в однотрубной системе теплоснабжения

6.4.1.2.1 Определение относительной погрешности измерения тепловой энергии теплоносителя в однотрубной системе теплоснабжения, δ_E , %, производится по формуле

$$\delta_E = \pm |\delta_G + \delta_h| \quad (1)$$

где δ_G – относительная погрешность массового расхода теплоносителя, определенная по 6.4.1.1, %;

δ_h – относительная погрешность вычисления энтальпии, %, (из протокола поверки вычислителя ВРФ выполненной по методике поверки МРБ.МП 1798-2009).

6.4.1.2.2 Значения энтальпии, h , кДж/кг, из таблиц ГСССД 98-86 приведены в таблице 3.

Таблица 3

Давление, P, МПа	Температура, t, °C			
	50	100	200	400
	Значение энтальпии, h, кДж/кг			
0,101325	209,40	2675,77	2874,77	3277,99
0,5	209,75	419,36	2854,94	3271,73
1,0	210,18	419,74	2827,37	3263,78
2,0	211,04	420,49	852,56	3247,51

6.4.1.2.3 Результаты поверки заносят в протокол (приложение Е). Система ПОТОК считается годной, если относительная погрешность измерения тепловой энергии теплоносителя в однотрубной системе теплоснабжения, δ_E , %, находится в пределах $\pm 2,5$ %.

6.4.2 Системы ПОТОК, реализующие прямой метод динамических измерений

6.4.2.1 При прямом методе динамических измерений погрешностью следует считать погрешность измерений массового (объемного) расхода и массы (объема) продукта расходомером, входящим в состав системы ПОТОК (СТБ 8030-2006).

Другие средства измерений: преобразователи давления и температуры, входящие в состав данных систем, обеспечивают контроль и автоматизацию параметров технологического процесса и подвергаются поверке по методикам поверки, распространяющимся на них, в лабораторных условиях или по месту эксплуатации при наличии соответствующих эталонов и условий поверки, указанных в методиках поверки.

6.4.2.2 Определение относительной погрешности измерения массового (объемного) расхода и массы нефти, нефтепродуктов и других жидкостей, объемного расхода газов.

6.4.2.2.1 Расходомеры массовые, входящие в состав системы ПОТОК для измерения массового расхода (массы) нефти и нефтепродуктов, СУГ, других жидкостей и газов, должны иметь пределы допускаемой погрешности в зависимости от назначения и конфигурации системы ПОТОК.

6.4.2.2.2 Система ПОТОК считается годной, если относительная погрешность измерения массового расхода (массы) нефти и нефтепродуктов, СУГ, других жидкостей и объемного расхода газов, δ_Q , %, не превышает следующих значений:

- от $\pm 0,05$ % до $\pm 0,5$ % (для измерения массового расхода (массы) нефти и нефтепродуктов);
- от $\pm 0,1$ % до $\pm 1,0$ % (для измерения массового расхода (массы) других жидкостей, в том числе СУГ);
- от $\pm 0,35$ % до $\pm 1,0$ % (для измерения объемного расхода газов).

6.4.2.2.3 Определение относительной погрешности системы, реализующей прямой метод для измерения массы СУГ на автоматизированных постах слива/налива и в автоцистернах (газовозах).

На данных объектах используются массовые расходомеры для отпуска СУГ на линии жидкой фазы (жф) и паровой фазы (пф) для выравнивания объема потоков в автоматизированной системе.

Суть метода выравнивания объемов потока представлена в РЭ ФПШЮ.466215.001 «Системы измерительные управляющие ПОТОК», стр. 13.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы СУГ системой ПОТОК δ_M , %, определяют по формуле

$$\delta_M = \pm(|\delta_{M,жф}| + A \cdot |\delta_{M,пф}|), \quad (2)$$

где $A = \frac{\rho_{пф}}{\rho_{жф}}$;

$\rho_{пф}$ = плотность паровой фазы СУГ, кг/м³;

$\rho_{жф}$ = плотность жидкой фазы СУГ, кг/м³;

$\delta_{M,пф}$ = пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы паровой фазы СУГ, %;

$\delta_{M,жф}$ = пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы жидкой фазы СУГ, %.

Для определения коэффициента А используют значения плотности СУГ по ГОСТ 28656-90. «Газы углеводородные сжиженные. Расчетный метод определения плотности и давления насыщенных паров» (таблица 4).

Таблица 4

ГОСТ 28656-90	Плотность СУГ, кг/м ³ в зависимости от давления (Р) и температуры (t)		
	t = минус 20 °С; Р пф = 0,07 МПа	t = 35 °С; Р пф = 0,07 МПа	t = 45 °С; Р пф = 1,6 МПа
Пропан	$\rho_{жф} = 573,5$	$\rho_{жф} = 489,2$	$\rho_{жф} = 471,0$
	$\rho_{пф} = 5,2$	$\rho_{пф} = 24,0$	$\rho_{пф} = 32,6$
Значение А	A = 0,0091	A = 0,049	A = 0,069

Результаты поверки заносят в протокол (приложение Е). Система ПОТОК считается годной, если относительная погрешность измерения массы СУГ находится в пределах $\pm 0,25$ %.

6.4.2.3 Определение относительной погрешности выдачи объема дозы СУГ (колонки).

6.4.2.3.1 При измерении массового (объемного) расхода СУГ и объема дозы СУГ программное обеспечение системы заносится во флэш-память вычислителя ВРФ при выпуске системы ПОТОК из производства. Программное обеспечение не может быть изменено пользователем.

Защита от несанкционированного вмешательства в работу системы ПОТОК обеспечивается наличием в вычислителе ВРФ журнала событий, где фиксируется вся история колонки с момента ввода в эксплуатацию. Для контроля необходимо на передней панели вычислителя ВРФ нажать кнопку «Escape» - вход в меню и кнопку «3» - просмотр журнала событий.

6.4.2.3.2 Расходомеры массовые, встроенные в колонку, предназначенные для измерения объема (массы) СУГ, должны пройти первичную поверку в лабораторных условиях по собственной методике поверки, согласно приложению А.

В процессе эксплуатации, проводится оценка относительной погрешности выдачи объема дозы СУГ.

Погрешность выдачи объема дозы СУГ является интегральной оценкой составляющих погрешностей измерений массы, плотности, объема продукта.

Определение относительной погрешности выдачи объема дозы СУГ проводится непосредственным сличением объема дозы СУГ и мерника газового ММСГ.

6.4.2.3.3 Проверка герметичности колонки осуществляется подачей давления $(1,5 \pm 0,2)$ МПа в закрытый газопровод колонки. Колонка считается герметичной, если в течение 3-х минут не наблюдается падения давления по контрольному манометру и не обнаружено следов течи в соединениях колонки.

6.4.2.3.4 Определение номинального расхода колонки.

Номинальный расход СУГ через колонку определяют при наливе дозы в мерник при одновременном определении времени налива по секундомеру.

Расход СУГ, проходящий через колонку, Q , $\text{дм}^3/\text{с}$, вычисляют по формуле

$$Q = V_{\text{суг}}/t \quad (3)$$

где $V_{\text{суг}}$ - объем дозы СУГ, налитой в мерник, дм^3 ;

t - время налива дозы СУГ, с.

6.4.2.3.5 Операция выдачи дозы СУГ осуществляется оператором в присутствии поверителя в соответствии с Руководством по эксплуатации "Системы измерительные управляющие ПОТОК". После окончания налива сразу же считывают объемы дозы налитого СУГ по показаниям мерники и колонки (по показаниям ВРФ), а также снимают показания термометра и манометра, встроенных в мерник.

Измерения проводят не менее двух раз.

6.4.2.3.6 Определение относительной погрешности выдачи объема дозы СУГ

Абсолютную погрешность выдачи объема дозы СУГ при каждом измерении, ΔV , дм^3 , определяют по формуле

$$\Delta V = V_k - V_p \quad (4)$$

где V_k - объем дозы СУГ, выданной колонкой (по показаниям ВРФ), дм^3 ;

V_p - объем СУГ в мернике с учетом термодинамической поправки P , дм^3 , которая определяется по формуле

$$P = K_p \cdot (5P_1 - P_2) \quad (5)$$

где K_p - коэффициент, связанный с изменением объема жидкой фазы в мернике под влиянием термодинамических процессов, происходящих во время измерения, принимается равным $0,092$, $\text{дм}^3/\text{МПа}$;

P_1 - давление в мернике перед измерением, МПа;

P_2 - давление в мернике после измерения, МПа.

$$V_p = V_M - P \quad (6)$$

где V_M - показания мерника, дм^3 .

6.4.2.3.7 Относительную погрешность выдачи объема дозы СУГ, δ_v , %, при каждом измерении вычисляют по формуле

$$\delta_v = \frac{\Delta V}{V_p} \cdot 100 \quad (7)$$

Результаты поверки заносят в протокол (приложение Е). Система ПОТОК считается годной, если относительная погрешность выдачи объема дозы СУГ находится в пределах $\pm 1,0$ %.

6.4.2.4 Определение относительной погрешности измерения массы и объема нефти и нефтепродуктов на узлах налива в автомобильные и железнодорожные цистерны

На узлах налива нефти и нефтепродуктов системой ПОТОК реализуется прямой метод динамических измерений в соответствии с СТБ 8030-2006.

При периодической поверке определение относительной погрешности измерения массы (объема) на узлах налива в автомобильные и железнодорожные цистерны осуществляется с применением эталонного мерника.

При поверке используют:

- эталонный мерник 2-го разряда, объемом не менее 2000 дм^3 по ГОСТ 8.400-80, с относительной погрешностью $\pm 0,08$ %;
- комплект термометров лабораторных в диапазоне измерений от минус $50 \text{ }^\circ\text{C}$ до плюс $50 \text{ }^\circ\text{C}$, с ценой деления $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$;
- ареометр АНТ-1, с абсолютной погрешностью $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$, с ценой деления $0,5 \text{ кг/м}^3$.

Все работы по поверке системы ПОТОК в условиях ее эксплуатации проводятся в присутствии обслуживающего персонала, определяемого руководством объекта, с выполнением всех специальных мероприятий по технике безопасности, установленных на объекте.

Поверку проводят в следующей последовательности:

- провести внешний осмотр каждого поста слива/налива нефтепродукта и проверить соответствие состава эксплуатационной документации, четкость изображения надписей на маркировочных табличках, индикации цифр и отметок на табло вычислителя ВРФ, отсутствие трещин и

грязи на табло вычислителя ВРФ, наличие поверительных наклеек на средствах измерений и/или свидетельств о их поверке;

- переместить мерник в зону налива нефтепродукта;
- заполнить технологическую систему трубопровода нефтепродуктом;
- проверить герметичность технологической системы трубопроводов;
- произвести предварительную откачку продукта;
- заполнить мерник нефтепродуктом для его смачивания;
- убедиться в вводе и обработке сигналов, контролируя накапливаемые значения объема (массы) нефтепродукта, плотности, давления и температуры на дисплее вычислителя ВРФ, в отсутствие утечек продукта через задвижки, сливные краны, места соединений элементов.

Устанавливают расход нефтепродукта согласно техпроцессу и, постепенно задавая дозы нефтепродукта, заполняют эталонный мерник до полной вместимости. Отсчитывают показания по уровню нефтепродукта, установившемуся в горловине эталонного мерника, в течение 2 мин после окончания заполнения измеряют температуру нефтепродукта в мернике. При наличии в мернике двух термометров рассчитывают среднее арифметическое температуры нефтепродукта, \bar{t}_m , °С, по формуле

$$\bar{t}_m = (t_{1m} + t_{2m})/2 \quad (8)$$

где t_{1m} – температура нефтепродукта в мернике, измеренная верхним термометром мерника, °С;

t_{2m} – температура нефтепродукта в мернике, измеренная нижним термометром мерника, °С.

По каждому посту налива нефтепродукта выполняют измерения с заполнением мерника до полной вместимости 2 раза.

Объем нефтепродукта в мернике с учетом температурного расширения мерника рассчитывают по формуле

$$V_d = V_m / n \quad (9)$$

где V_m – показания мерника, дм^3 ;

n – коэффициент мерника определяют по ГОСТ 8.400-2013, Приложение Д.

Рассчитывают значение объема нефтепродукта, измеренное системой ПОТОК, приведенное к условиям измерения мерника, $V_{\text{дизм}}$, л, по формуле

$$V_{\text{дизм}} = V_{\text{ВРФ}} \cdot [1 - \beta \cdot (t_m - t_{\text{ВРФ}})] \quad (10)$$

где $V_{\text{ВРФ}}$ – значение объема нефтепродукта, измеренное вычислителем ВРФ, л;

β – коэффициент объемного расширения нефтепродукта согласно приложению А СТБ 8030, $1/^\circ\text{C}$;

t_m – температура в мернике (или среднее арифметическое температуры нефтепродукта), °С;

$t_{\text{ВРФ}}$ – температура нефтепродукта в измерительной линии по показаниям вычислителя ВРФ, °С.

Программное обеспечение вычислителя ВРФ позволяет автоматически рассчитывать плотность нефтепродукта с приведением плотности к стандартным условиям при температуре 15 °С или 20 °С согласно СТБ 8030-2006 и МИ 2632-2001.

Относительную погрешность измерения объема нефтепродукта, δ_v , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_v = \frac{V_{\text{дизм}} - V_d}{V_d} \cdot 100 \quad (11)$$

Рассчитывают значение массы нефтепродукта в мернике, M , кг, по формуле

$$M_m = \rho_m \cdot V_d \quad (12)$$

где ρ_m – значение плотности нефтепродукта в мернике, измеренное ареометром АНТ, г/м^3 .

Относительную погрешность измерения массы нефтепродукта δ_m , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_m = \frac{M_{\text{ВРФ}} - M_m}{M_m} \cdot 100 \quad (13)$$

где $M_{\text{ВРФ}}$ – значение массы нефтепродукта, измеренное вычислителем ВРФ, кг.

Примечание: при оснащении мерника весоизмерительным устройством, обеспечивающем соотношение погрешностей не менее 1:3, значение измеренной массы нефтепродукта выводится на дисплей весоизмерительного устройства и используется для расчета погрешности.

Результаты поверки заносят в протокол (приложение Е). Система ПОТОК считается годной, если относительная погрешность измерения массы и объема нефти и нефтепродуктов находится в пределах $\pm 0,25\%$.



6.4.2.5 Определение относительной погрешности измерения массы и плотности нефти и нефтепродуктов на узлах учета.

Системы ПОТОК, устанавливаемые на узлах учета нефти или нефтепродуктов, комплектуются расходомерами массовыми Micro Motion, и имеют пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы $\pm 0,15\%$ и пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения плотности $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$.

6.4.2.5.1 Определение относительной погрешности измерения массы нефти или нефтепродуктов на узлах учета (Системы измерения количества и показателей качества нефти – СИКН) в соответствии с данной методикой осуществляется методом сличения с применением эталонных массовых расходомеров Micro Motion с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05\%$ и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерения плотности $\pm 0,2 \text{ кг/м}^3$ (или набора таких расходомеров).

Поверка осуществляется в автоматическом режиме, измеренные данные снимаются либо с вычислителя расхода ВРФ системы, либо с АРМ оператора узла учета.

Поверку проводят в следующей последовательности.

В соответствии с инструкцией по эксплуатации узла учета нефти или нефтепродуктов производят подключение эталонных массовых расходомеров, смонтированных в виде передвижной установки (ПУ), к соответствующим фланцам узла учета и выполняют соответствующие электрические соединения.

Устанавливают массовый расход рабочей жидкости в пределах рабочего диапазона измерений массового расхода поверяемого расходомера.

Наблюдают на дисплее ВРФ или АРМ оператора значения следующих параметров:

- массовый расход рабочей жидкости, измеряемый системой ПОТОК;
- массовый расход рабочей жидкости, измеряемый эталонным расходомером;
- накопленную массу рабочей жидкости, измеряемую системой ПОТОК;
- накопленную массу рабочей жидкости, измеряемую эталонным расходомером;
- значение плотности, измеряемое системой ПОТОК;
- значение плотности, измеряемое эталонным расходомером.

Относительную погрешность измерения массы нефти и нефтепродуктов определяют в трех точках расхода, распределенных по диапазону измерений массового расходомера, входящего в состав системы ПОТОК: Q_{\min} ; $0,5 \cdot (Q_{\max} - Q_{\min})$; Q_{\max} (т/ч).

При каждом значении расхода выполняют не менее пяти измерений массы и плотности. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной. Время измерений в каждой точке составляет не менее 30 с.

Относительную погрешность измерения массы нефти и нефтепродуктов δ_m , %, определяют по формуле

$$\delta_m = \frac{M - M_{\text{ПУ}}}{M_{\text{ПУ}}} \cdot 100 \quad (14)$$

где M – значение массы, измеренной системой ПОТОК, т;

$M_{\text{ПУ}}$ – значение массы, измеренной эталонным расходомером, т.

Абсолютную погрешность измерения плотности нефти и нефтепродуктов $\Delta_{\text{пл}}$, кг/м^3 , определяют по формуле

$$\Delta_{\text{пл}} = \rho - \rho_{\text{ПУ}} \quad (14a)$$

где ρ – значение плотности, измеренной системой ПОТОК, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{ПУ}}$ – значение плотности, измеренной эталонным расходомером, кг/м^3 .

Результаты поверки заносят в протокол (приложение Е). Система ПОТОК считается годной, если значение относительной погрешности измерения массы нефти и нефтепродуктов находится в пределах $\pm 0,25\%$, значение абсолютной погрешности измерения плотности нефти и нефтепродуктов находится в пределах $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$.

6.4.3 Системы ПОТОК, реализующие косвенный метод объемно-статических измерений

6.4.3.1 Определение относительной погрешности измерения массы продукта при косвенном методе объемно-статических измерений

Средства измерений, входящие в состав системы, должны быть поверены в лабораторных условиях по методикам поверки согласно приложению А.

При поверке системы ПОТОК по месту эксплуатации обязательно присутствие обслуживающего персонала объекта, ответственного за эксплуатацию системы, который обеспечивает включение в работу оборудования во время работы.

Необходимым условием для проведения поверочных работ является обеспечение четкой связи места расположения уровнемеров с местами расположения вычислителя ВРФ и/или ПЭВМ и проведение подготовительных работ, указанных в СТБ ИСО 3170-2004 по отбору пробы продукта в резервуаре.

До определения метрологических характеристик системы необходимо:

- провести внешний осмотр смонтированных средств измерений, входящих в состав системы;
- проверить функционирование системы путем изменения значений входных аналоговых или цифровых сигналов по задействованным измерительным каналам (далее – ИК) системы. При этом на дисплее вычислителя ВРФ должно наблюдаться изменение контролируемого параметра.

6.4.3.2 Определение погрешности ИК уровня

6.4.3.2.1 Первичная поверка уровнемеров производится в лабораторных условиях с оценкой собственной погрешности по методикам поверки согласно приложению А.

6.4.3.2.2 Периодическая поверка уровнемера в условиях эксплуатации после его монтажа на резервуаре проводится в соответствии с требованиями СТБ 1624-2013 и данного документа с обязательным наличием градуировочной таблицы на конкретный резервуар. Значение абсолютной погрешности измерения уровня, $\Delta_{икл}$, мм, не должно превышать ± 4 мм.

Измерения уровня в условиях эксплуатации проводят при температуре окружающего воздуха от 5°C до 30°

Определение абсолютной погрешности измерения уровня выполняют путем сличения значений уровня продукта, измеряемого системой, со значениями уровня продукта, измеренными эталонным уровнемером УТІ (или другим эталонным средством измерений).

6.4.3.2.3 Измерения проводят в сухую, безветренную погоду. До начала выполнения измерения уровня продукта должны быть соблюдены следующие предварительные условия:

- вода в резервуаре должна успокоиться и отстояться не менее 30 мин.
- уровень продукта в резервуаре должен превышать уровень «мертвого остатка», указанного в калибровочной таблице на резервуар;
- управляющие клапаны на всех трубопроводах резервуара должны находиться в положение «Закрыто». Изменять положение управляющих клапанов в период отстоя продукта и во время выполнения измерений не допускается;
- если измерения производятся через основной измерительный люк с успокоительной трубой, успокоительная труба должна иметь достаточную перфорацию для обеспечения идентичности уровня продукта в трубе и в остальном пространстве резервуара;
- если измерения проводятся в резервуаре, оборудованном понтоном (плавающей крышей), то уровень продукта должен быть таким, чтобы понтон находился в состоянии свободного плавания или находился полностью на фермах обслуживания;
- на крыше резервуара не должно быть посторонних тяжелых предметов и снега.

6.4.3.2.4 До начала измерения уровня проверяют влияние нагрузки на крыше резервуара на показания уровня. Снимают показания уровня продукта, отображаемые на рабочей станции оператора и/или вычислителя ВРФ. Поднимаются на крышу резервуара и проверяют значения уровня, отображаемые на дисплее уровнемера (при наличии встроенного дисплея). Отображаемые значения на дисплее уровнемера и вычислителя ВРФ должны совпадать. Повторно снимают значения, отображаемые на рабочей станции оператора и/или на дисплее ВРФ. Отображаемые значения должны совпадать со значениями уровня, отображаемыми на дисплее уровнемера (если уровнемер оборудован встроенным дисплеем). Если присутствие людей на крыше вызывает изменения в показаниях уровня продукта, то поверку приостанавливают до устранения причин данного влияния.

6.4.3.2.5 Закрепляют эталонный уровнемер на основном измерительном люке таким образом, чтобы исключить его перемещение в процессе измерений. Если для крепления эталонного уровнемера используется механический переходник, конструкция которого приводит к смещению базовой точки измерений эталонного уровнемера, то это смещение должно быть измерено заранее и учитываться при выполнении измерений.

6.4.3.2.6 Определяют базовую высоту резервуара $H_{\text{н}}$ с помощью эталонного уровнемера в установленном месте, указанном в калибровочной таблице на резервуар, путем выполнения трех последовательных измерений, расхождение между результатами которых составляет не более 1 мм, или пяти последовательных измерений, расхождение между результатами которых составляет не более 2 мм. За измеренное значение базовой высоты принимают среднее арифметическое от результатов измерений.

Если справочное значение базовой высоты $H_{\text{ТСТ}}$, указанное в калибровочной таблице резервуара, отличается от измеренного значения базовой высоты более, чем на 0,1 %, то поверку приостанавливают до устранения причин несоответствия.

6.4.3.2.7 Определяют высоту незаполненного пространства при помощи эталонного уровнемера путем трех последовательных измерений, расхождение между результатами которых составляет не более 1 мм или пяти последовательных измерений, расхождение между результатами которых составляет не более 2 мм. Результат измерения уровня L_{Zi} , вычисляют для каждого из измерений как разницу справочной базовой высоты, указанной в калибровочной таблице на резервуар, и высоты незаполненного пространства.

6.4.3.2.8 Уровень продукта, измеренный с использованием эталонного уровнемера $L_{Z, \text{мм}}$, с учетом поправки на температурное расширение материалов измерительной ленты эталонного уровнемера, вычисляют по формуле:

$$L_z = \frac{\sum_{i=1}^n L_{zi}}{n} \cdot [1 + (t_{AMB} - 20) \cdot \alpha_{cr}] \quad (15)$$

где α_{cr} - температурный коэффициент линейного расширения материала измерительной ленты эталонного уровнемера. Для стальных измерительных лент значение коэффициента принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;

t_{AMB} - температура среды в резервуаре, $^\circ\text{C}$.

n - количество последовательных измерений.

6.4.3.2.9 Считывают с дисплея уровнемера или вычислителя ВРФ три значения уровня продукта L_{Li} измеренные системой с интервалом 5-10 с в трех точках диапазона. Значения должны идентично совпадать со значениями, отображаемыми на рабочей станции оператора. Если значения уровня продукта, измеренные системой отличаются от значения уровня продукта, измеренного системой до начала выполнения измерений (операции 6.4.3.2.4) более, чем на 1 мм, для уровнемеров с пределами абсолютной погрешности измерения уровня ± 1 мм, или более чем на 2 мм для остальных уровнемеров, то принимают меры к устранению нестабильности уровня продукта и проводят операции 6.4.3.2.6 - 6.4.3.2.8 повторно.

Абсолютную погрешность измерения уровня ΔL , мм, вычисляют по формуле:

$$\Delta L = \overline{L_L} - L_z \quad (16)$$

где $\overline{L_L}$ - среднее арифметическое уровня продукта L_{Li} , измеренное системой, мм.

Заносят значения $H_{\text{н}}$, $H_{\text{ТСТ}}$, L_{Zi} , L_Z , L_{Li} , L_i , ΔL в протокол поверки (приложение Г).

Результаты поверки измерительного канала уровня в условиях эксплуатации считаются положительными, если ΔL не выходит за пределы ± 4 мм (для учетных операций).

6.4.3.2.10 Определение абсолютной погрешности измерения уровня подтоварной воды

Абсолютную погрешность измерения уровня подтоварной воды определяют при наличии датчика подтоварной воды после установки уровнемера на резервуаре.

Определение абсолютной погрешности измерения уровня подтоварной воды выполняют, сравнивая значение уровня подтоварной воды, измеренное системой, со значением уровня подтоварной воды, измеренным с помощью эталонного средства измерений.

6.4.3.2.11 При наличии датчика подтоварной воды определение абсолютной погрешности измерения уровня подтоварной воды, $\Delta L_w, \text{мм}$, производят по формуле:

$$\Delta L_w = L_{LW} - L_{ZW} \quad (17)$$

где L_{LW} - уровень подтоварной воды, измеренный системой, мм;

L_{ZW} - уровень подтоварной воды, измеренный эталонным средством измерения, мм.

L_{LW} , L_{ZW} заносят в протокол поверки (приложение Д).

Если присутствие подтоварной воды в связи с технологическими особенностями процесса носит пизодический характер и уровень подтоварной воды не превышает 200 мм, то операции данного раздела

не выполняют, а в свидетельстве указывают, что система не имеет функции измерения уровня подтоварной воды.

Результаты поверки считаются положительными, если значение абсолютной погрешности измерения уровня подтоварной воды в каждой точке поверки не выходит за пределы допускаемой погрешности уровнемера и настоящего документа.

6.4.3.3 Определение погрешности ИК температуры

6.4.3.3.1 Средства измерений температуры, входящие в состав системы, подвергаются поверке в лабораторных условиях по собственным методикам поверки согласно приложению А.

6.4.3.3.2 Определение абсолютной погрешности измерений температуры при использовании многозонного термопреобразователя сопротивления (далее – ТС) выполняют одним из способов:

- в климатической камере;
- непосредственно в резервуаре.

6.4.3.3.3 Определение абсолютной погрешности измерения температуры при измерениях в климатической камере выполняют путем сравнения значений температуры индицируемых ВРФ, с подключенным к нему ТС, и значений температуры, измеренных эталонным средством измерения, закрепленным в непосредственной близости от измерительных элементов ТС.

6.4.3.3.4 Измерения выполняют в пяти точках диапазона температуры, запрограммированного ИК:
0 %, 25 %, 50 %, 75 %, 100 % .

6.4.3.3.5 Измерения проводят в следующей последовательности:

- ТС располагают в горизонтальном положении в климатической камере;
- согласно эксплуатационному документу на ТС, определяют расположение измерительных элементов ТС, смонтированных в ТС;
- закрепляют вблизи этих точек чувствительные элементы эталонных средств измерений температуры;
- устанавливают в климатической камере температуру, соответствующую точкам поверки.
- выдерживают ТС в камере до стабилизации температуры.

6.4.3.3.6 Абсолютная погрешность измерений канала измерения температуры запрограммированного диапазона измерений, $\Delta_{ИКТ}$, °С, определяют по формуле:

$$\Delta_{ИКТ} = t_{ВРФ} - t_{ЭТ} \quad (18)$$

где $t_{ВРФ}$ – значение температуры, индицируемое ВРФ с подключенным к нему ТС, °С;

$t_{ЭТ}$ – значение температуры, измеренное эталонным средством измерения температуры, °С.

6.4.3.3.7 Определение абсолютной погрешности измерения температуры, $\Delta_{ИКТ}$, °С, производится при температуре продукта, находящегося в резервуаре, путем сличения показаний по каналу измерения температуры эталонным уровнемером УТИ или другим эталонным средством измерения, помещаемого в резервуар с продуктом на одном уровне с соответствующим чувствительным элементом ТС.

6.4.3.3.8 Время выдержки пробоотборника с эталонным средством измерения на заданном уровне в резервуаре должно быть не менее 10 минут для стабилизации теплового режима. Измерения повторить трижды.

6.4.3.3.9 Определение абсолютной погрешности измерения температуры производят по формуле 18.

6.4.3.3.10 ИК измерения температуры считается годным, если абсолютная погрешность измерения температуры, $\Delta_{ИКТ}$, не превышает $\pm 1,0$ °С.

6.4.3.4 Определение погрешности ИК плотности

6.4.3.4.1 Определение абсолютной погрешности канала измерения плотности, $\Delta_{ИК\rho}$, $кг/м^3$, может проводиться одним из методов:

- а) путем сличения результатов измерения плотности системой и лабораторным плотномером или реометром в пробе, отобранной из наполненного резервуара по методике, установленной СТБ ИСО 3179;
- б) путем сличения результатов измерения плотности системой и измерением плотности лотномером ПЛОТ-ЗБ непосредственно в резервуаре без отбора пробы.

Программное обеспечение вычислителя ВРФ позволяет автоматически рассчитывать плотность продукта в резервуаре с приведением плотности к стандартным условиям по температуре 15°С или 20 °С (при необходимости) согласно СТБ 8030-2006 и МИ 2632- 2001,

6.4.3.4.2 Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta_{ИК\rho}$, кг/м³, определяется по формуле

$$\Delta_{ИК\rho} = \rho_{ВРФ} - \rho_{ЭТ} \quad (19)$$

где $\rho_{ВРФ}$ – значение плотности, индицируемое ВРФ, кг/м³;

$\rho_{ЭТ}$ – значение плотности, измеренное эталонным средством измерения плотности, кг/м³.

Значение абсолютной погрешности измерений плотности, приведенное к стандартным условиям (15 °С или 20 °С), при необходимости, не должно превышать $\pm 1,0$ кг/м³.

6.4.3.4.3 Относительная погрешность измерения плотности, $\delta_{ИК\rho}$, %, определяется по формуле

$$\delta_{ИК\rho} = \frac{\Delta_{ИК\rho}}{\rho_{ЭТ}} \cdot 100 \quad (20)$$

6.4.3.4.4 ИК измерения плотности считается годным, если относительная погрешность измерения плотности, приведенной к стандартным условиям, $\delta_{ИК\rho}$, не превышает $\pm 0,15$ %.

6.4.3.5 Определение относительной погрешности измерения массы продукта системой ПОТОК при косвенном методе объемно-статических измерений

6.4.3.5.1 Программное обеспечение вычислителя ВРФ позволяет определить массу продукта, m_1^c , кг, по измеренным значениям объема продукта в резервуаре и плотности продукта (измеренной уровнемером или в объединенной или точечной пробе) с последующим приведением результатов измерения объема и плотности продукта к стандартному условию по температуре.

Масса продукта вычисляется вычислителем ВРФ по формуле:

$$m^c = \rho_0^c \cdot V_0^c \quad (21)$$

где ρ_0^c – плотность продукта, приведенная к стандартному условию по температуре, кг/м³;

V_0^c – объем продукта, приведенный к стандартному условию по температуре, м³.

6.4.3.5.2 Пределы относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, δ_m %, косвенным методом объемно-статических измерений определяют по формуле:

$$\delta_m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_K^2 + (K_\phi \cdot \delta_{ИКЛ})^2 + G^2(\delta_{ИК\rho}^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta_{ВРФ}^2}, \quad (22)$$

где δ_K – относительная погрешность составления градуировочной таблицы резервуара (из свидетельства о поверке), %;

$\delta_{ИКЛ}$ – относительная погрешность измерений уровня нефтепродукта, %;

K_ϕ , учитывающий геометрическую форму меры вместимости, вычисляется по формуле:

$$K_\phi = \frac{\Delta V_{20} \cdot H}{\Delta V_{20}} \quad (23)$$

где H – уровень наполнения, мм;

ΔV_{20} – объем продукта, приходящийся на 1 мм высоты наполнения меры вместимости на измеряемом уровне наполнения, м³/мм;

Значения $\Delta V_{20}, V_{20}$ определяют по градуировочной таблице меры вместимости при измеряемом уровне наполнения.

$K_\phi=1$ – для вертикальных цилиндрических резервуаров;

G – коэффициент, вычисляемый вычислителем ВРФ по формуле:

$$G = \frac{1 + 2\beta \cdot T_v}{1 + 2\beta \cdot T_\rho} \quad (24)$$

где β – коэффициент объемного расширения продукта, 1/°С (приложение А СТБ 8030-2006);

t_ρ – температура нефтепродукта при измерении его плотности, °С;

t_v – температура нефтепродукта при измерении его объема, °С;

$\Delta t_\rho, \Delta t_v$ – абсолютная погрешность измерения температуры нефтепродукта при измерении его плотности и объема, соответственно, °С;

$\delta_{ИК\rho}$ – относительная погрешность измерения плотности, не более $\pm 0,15$ %;

$\delta_{ВРФ}$ – относительная погрешность преобразования токовых сигналов (4-20) мА, $\pm 0,1$ %.

6.4.3.5.3 Система считается годной к эксплуатации, если относительная погрешность измерения массы продукта, δ_M , %, не превышает следующих значений:

- $\pm 0,5$ % (при измерении массы продукта в резервуарах вместимостью от 120 т и более);
- $\pm 0,65$ % (при измерении массы продукта в резервуарах вместимостью до 120 т).

7 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

7.1 Обработку результатов измерений поверяемых средств измерений, входящих в состав системы, производят в соответствии с методиками поверки, распространяющихся на них.

7.2 Погрешность измерения системой массового/объемного расхода (массы/объема) и количества жидкостей, в том числе нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов, энергоресурсов оценивается с учетом требований данного документа.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 При положительных результатах поверки средств измерений, входящих в состав системы, оформляются свидетельства об их поверке, проводимых в лабораторных условиях или оформляется протокол поверки, проводимой в условиях эксплуатации.

При положительных результатах поверки системы оформляется свидетельство на «Систему измерительную управляющую ПОТОК» с идентификационным номером, соответствующем номеру вычислителя ВРФ, по форме, установленной ТКП 8.003-2011 (приложение Г ТКП 8.003-2011).

8.2 При отрицательных результатах поверки выдается заключение о непригодности по форме, установленной ТКП 8.003-2011 (приложение Д) с указанием причин несоответствия.

8.3 Система, не прошедшая поверку, к применению не допускается. Предыдущее свидетельство аннулируется.

Приложение А
(справочное)

Перечень средств измерений предназначенных для конфигурации системы

Таблица А.1

Наименование и тип средства измерений	Номер Государственного реестра средств измерений	Номер методики поверки
Вычислитель расхода многофункциональный ВРФ, ВРФ Exd	РБ 03 07 3717	МРБ МП. 1798-2009
Датчики расхода ANNUBAR	РБ 03 07 0511	МП МН. 860-2000
Датчики расхода 405,1195,1595	РБ 03 07 2512	МИ 2638-2001
Датчики давления ИД	РБ 03 04 1993	МИ 1997- 89
Преобразователи давления измерительные 2051,3051, 3095	РБ 03 04 1006	МРБ МП. 2174-2011 МП МН. 1237-2003
Датчики давления Метран-150	РБ 03 04 3429	МП 4212-012-2013
Датчики давления Метран-55	РБ 03 04 0979	МИ 4212-012-2001
Преобразователи давления измерительные РС и PR	РБ 03 04 1896	МП ВТ 144-2006
Расходомеры массовые Micro Motion	РБ 03 07 1000	МП МН. 788-2000
Расходомеры кориолисовые массовые PROMASS	РБ 03 07 0182	МП МН. 931-2001
Расходомеры массовые CNGmass, LPGmass	РБ 03 07 3596	МРБ МП.-2009
Расходомеры вихревые FS	РБ 03 07 5744	МРБ МП. 1837-2008
Счетчики газа ультразвуковые Flowsic	РБ 03 07 5709	МРБ МП. 2530-2015
Преобразователи температуры измерительные 248,644,3144 P	РБ 03 10 1004	МП МН. 800-2000 ГОСТ 6651-2009
Уровнемеры радарные VEGAPULS	РБ 03 01 2736	МРБ МП.1613-2006
Уровнемеры микроволновые VEGAFLEX	РБ 03 01 2737	МРБ МП.1614-2006
Уровнемеры микроволновые MICROPILOT	РБ 03 07 0945	МП МН. 769-1998
Преобразователи магнитные поплавковые "ПМП"	РБ 03 01 5529	СЕНС.421411.001МП.РБ
Термопреобразователи сопротивления платиновые, в том числе многозонные термометры платиновые, кл. А или Б	внесенные в Госреестр средств измерений	ГОСТ 8.461-82 многозонные термометры по данной методике

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
 (рекомендуемое)
Форма протокола поверки
 Протокол № _____
 Система измерительная управляющая ПОТОК № _____

Назначение системы _____
 Наименование средств измерений, ИК _____

Принадлежит _____

Условия проведения поверки:
 - температура окружающей среды _____
 - относительная влажность воздуха _____
 - атмосферное давление _____
 Место проведения поверки и дата поверки _____
 Результаты проведения внешнего осмотра _____
 Опробование _____

1 Результаты поверки ИК разности давления (абсолютного давления)

Эталонное значение давления, кПа	Измеренное значение давления, кПа	Абсолютная погрешность, кПа	Относительная погрешность, %

2 Результаты поверки ИК преобразования температуры

Эталонное значение температуры, °С	Измеренное значение температуры, °С	Абсолютная погрешность, °С

3 Результаты поверки ИК расхода (объема)

Эталонное значение массы, кг	Измеренное значение массы, кг	Плотность поверочной жидкости, кг/м ³	Эталонное значение объема, м ³	Измеренное значение объема, м ³	Относительная погрешность, %	
					по массе	по объему

4 Определение относительной погрешности вычислителя при преобразовании и вычислении расхода, используя аналоговый модуль.

Значение абсолютного давления, кПа	Значение температуры среды, °С	Значение перепада давления, кПа	Расчетное значение расхода, кг/ч, м ³ /ч	Значение расхода, определяемое вычислителем ВРФ, кг/ч, м ³ /ч	Относительная погрешность, %

Для природного газа значения расхода приведены к стандартным физическим условиям

5 Определение относительной погрешности при вычислении расхода, используя модуль цифровых сигналов

Программируемые параметры			Расчетное значение расхода, кг/ч, м ³ /ч	Значение расхода, определяемое вычислителем, кг/ч, м ³ /ч	Относительная погрешность, %
ΔP , кПа	$P_{абс.}$, кПа	T , °C			

6 Определение относительной погрешности вычисления энтальпии

Значение абсолютного давления, P, МПа	Значение температуры теплоносителя, t, °C	Значение энтальпии по ГСССД, h _{расч.} , кДж/кг	Значение энтальпии, определяемое вычислителем, h _{в.} , кДж/кг	Относительная погрешность, δ _{в.} , %

7 Определение относительной погрешности вычисления количества теплоты

Точка расхода, %	Расчётное значение количества теплоты *	Измеренное значение количества теплоты *	Относительная погрешность, %
.....			

8 Определение погрешности измерения плотности

Значение плотности измеренной системой, кг/м ³	Значение плотности, измеренное эталонным средством измерений, кг/м ³	Абсолютная погрешность, кг/м ³	Относительная погрешность, %

Заключение: _____

Подпись поверителя _____

Дата поверки _____

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки
Протокол № _____

Система измерительная управляющая ПОТОК № _____
(определение относительной погрешности измерения массы продукта в резервуаре)

Тип резервуара _____ Идентификационный номер _____

Таблица В.1

№№ п.п.	Проверка базовой высоты		Среднее значение продукта, измеренное эталонным СИ, °С	Уровень, м		Плотность нефтепродукта, кг/м ³		Объем нефтепродукта в резервуаре, м ³		Масса нефтепродукта, кг(т)
	$H_{H.}, мм$	$\delta H_H, \%$		продукта, измеренный с помощью эталонного СИ, Lz	подготовленной воды	в условиях измерения объема	приведенная к стандартной температуре	по градуировочной таблице резервуара	приведенный к стандартной температуре	
1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Система считается годной, если относительная погрешность измерения массы продукта, $\delta_m, \%$, рассчитанная по формуле

$$\delta_m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_K^2 + (K_\phi \cdot \delta_{икл})^2 + G^2 (\delta_{икр}^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta_{врф}^2},$$

не превышает следующих значений:

- от $\pm 0,5 \%$ (при измерении массы продукта в резервуарах вместимостью от 120 т и более);
- от $\pm 0,65 \%$ (при измерении массы продукта в резервуарах вместимостью до 120 т).

Подпись поверителя _____

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки
Протокол № _____

Система измерительная управляющая ПОТОК № _____
(определение абсолютной погрешности измерения уровня - ИК уровня)

Резервуар № _____

В составе (таблица Г.1)

Таблица Г.1

Наименование СИ, входящих в состав системы, тип	Заводской номер

Наименование организации заказчика _____

Наименование лаборатории, проводившей поверку _____

Дата поверки _____

Эталонное оборудование:

Таблица Г.2

Тип эталонного средства измерений	Заводской номер	Дата поверки

Сведения о методике поверки _____

Условия проведения поверки:

Внешний осмотр _____

Опробование _____

Определение абсолютной погрешности измерения уровня

Значение базовой высоты резервуара по градуировочной таблице резервуара, $H_{ТСТ}$ _____ мм

Измеренное значение базовой высоты резервуара, $H_{и}$ _____ мм

Результаты измерений:

Таблица Г.3

Результат измерения уровня продукта эталонным СИ, L_{zi} , мм	Уровень продукта, измеренный эталонным СИ с учетом поправки на температурное расширение материала СИ, L_z , мм	Уровень продукта, измеренный системой, L_{Li} , мм	Погрешность измерения уровня, ΔL , мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения уровня, мм

Заключение: Абсолютная погрешность измерения уровня соответствует (не соответствует) требованиям МРБ.МП.2060-2015 _____

Подпись лица, выполнявшего поверку _____

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки
Протокол № _____

Система измерительная управляющая ПОТОК № _____

(определение абсолютной погрешности измерения уровня подтоварной воды)

Резервуар № _____

В составе (таблица Д.1)

Таблица Д.1

Наименование СИ, входящих в состав системы, тип	Заводской номер

Наименование организации заказчика _____

Наименование лаборатории, проводившей поверку _____

Дата поверки _____

Эталонное оборудование:

Таблица Д.2

Тип эталонного средства измерений	Заводской номер	Дата поверки

Сведения о методике поверки _____

Условия проведения поверки:

Внешний осмотр _____

Опробование _____

Определение абсолютной погрешности измерения уровня подтоварной воды

Таблица Д.3

Уровень подтоварной воды, измеренный системой L_{LW} , мм	Уровень подтоварной воды, измеренный эталонным средством измерения L_{ZW} , мм	Абсолютная погрешность измерения уровня подтоварной воды, ΔL_W , мм	Пределы допускаемой погрешности измерения уровня подтоварной воды ΔL_W , мм

Погрешность измерения уровня подтоварной воды соответствует (не соответствует) требованиям МРБ.МП 2060-2015

Подпись лица, выполнявшего поверку _____

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(рекомендуемое)

Форма протокола поверки

Протокол № _____

Система измерительная управляющая ПОТОК № _____

(определение относительной погрешности измерения дозы СУГ колонкой)

Колонка № _____

В составе (таблица Е.1)

Таблица Е.1

Наименование СИ, входящих в состав системы, тип	Заводской номер
Расходомер массовый Micro Motion, мод. _____, $\delta = \pm$ _____	

Наименование организации заказчика _____

Наименование лаборатории, проводившей поверку _____

Эталонное оборудование:

Таблица Е.2

Тип эталонного средства измерений	Заводской номер	Дата поверки
Мерник газовый ММСГ-1, 2-го разр., $V=10 \text{ дм}^3$, $\delta = \pm 0,1\%$		

Сведения о методике поверки: МРБ.МП 2060-2015

Условия поверки:

- температура окружающей среды _____ °С,
- проверка герметичности: _____
- внешний осмотр _____
- опробование _____

Определение относительной погрешности измерения дозы СУГ

Таблица Е.3 Результаты поверки

Номинальный расход колонки, Q ,	Давление перед измерением, P_1 ,	Давление после измерения, P_2 ,	Объем дозы СУГ, выданной колонкой, V_k ,	Показания мерника, V_m ,	Термодинамическая поправка, P ,	Объем СУГ в мернике с учетом поправки, $V_p = V_m - P$	Относительная погрешность, $\delta_v = (V_k - V_p) / V_p \cdot 100$	Допусковая погрешность
$\text{дм}^3/\text{с}$	МПа	МПа	дм^3	дм^3	дм^3	дм^3	%	$\pm 1,0 \%$

Расходомер массовый Micro Motion, мод _____

свидетельство о поверке № _____ от _____

Заключение _____

Поверку выполнил _____

Ф.И.О

Дата поверки _____

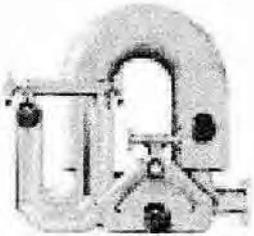
ПРИЛОЖЕНИЕ И (справочное)

Общий вид средств измерений (выборочно), входящих в состав системы ПОТОК

Вычислитель расхода многофункциональный ВРФ



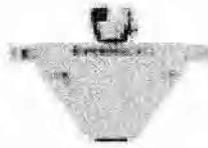
Расходомеры массовые



ELITE



F-Series



H-Series

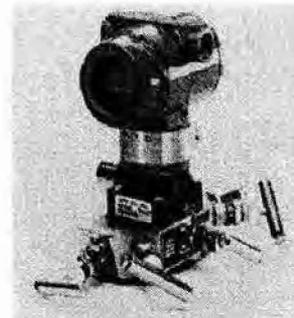
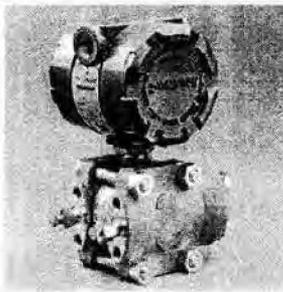


T-Series

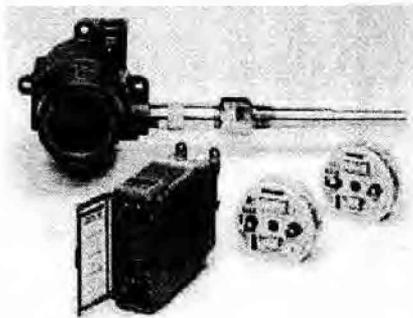


R-Series

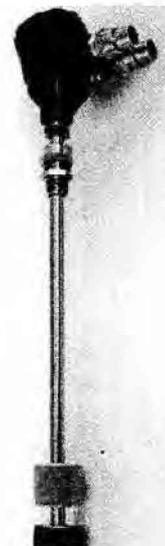
Преобразователи давления измерительные



Преобразователи температуры измерительные



Уровнемеры



ПРИЛОЖЕНИЕ К (справочное)

Схема размещения знака поверки для газовых колонок



Место нанесения
знака поверки

Рис.1 Вычислитель расхода многофункциональный ВРФ

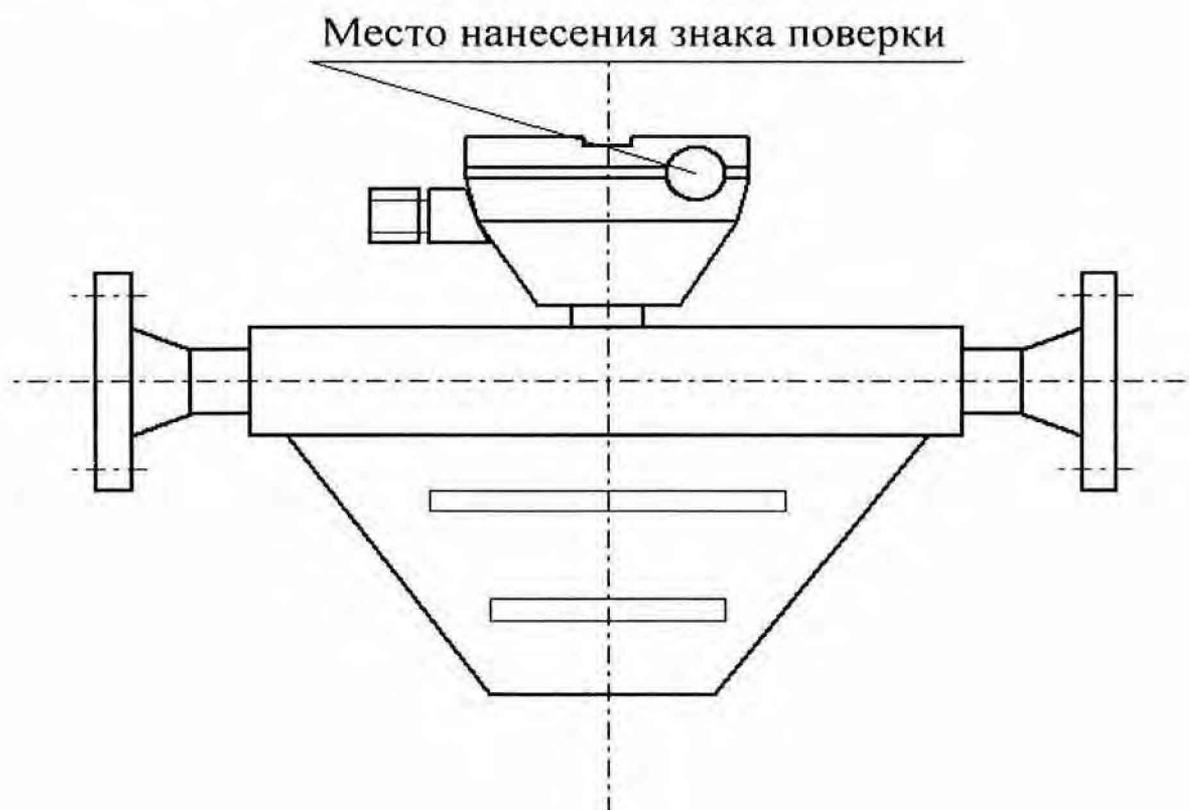


Рис.2 Расходомер массовый Micro Motion с цифровым выходным сигналом