

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –  
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ  
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»  
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»



УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора по развитию  
А.С. Тайбинский  
«23» октября 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА СЫРОЙ НЕФТИ НА ДНС-1  
НИЖНЕ-УРАТЬМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Методика поверки

МП 1155-9-2020

Начальник отдела НИО-9  
К.А. Левин  
Тел. отдела: (843)273-28-96

г. Казань  
2020

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Ахметзянова Л.А.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества сырой нефти на ДНС-1 Нижне-Уральминского месторождения (далее – система), предназначенная для автоматизированного коммерческого учета сырой нефти на ДНС-1 Нижне-Уральминского месторождения.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции при поверке

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1.1; 6.2.1	Да	Да
Проверка идентификации программного обеспечения (ПО) системы	6.1.2; 6.2.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.1.3; 6.2.3	Да	Да
Опробование	6.1.4; 6.2.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.1.5; 6.2.5	Да	Да

Проведение поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава системы для меньшего числа измеряемых величин невозможно.

## 2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

- установка поверочная передвижная на базе счетчиков-расходомеров массовых, УППМ (далее – ПУ) (Госреестр № 54139-13) соответствии с ГПС, утвержденной приказом Росстандарта от 07 февраля 2018 № 256;

- средства поверки, в соответствии с документом на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

2.2 В случае поэлементной поверки применяются средства поверки, указанные в документах на поверку средств измерений, входящих в состав системы (далее – СИ).

## 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (далее –НД);

– правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений (далее – СИ), приведенными в их эксплуатационной документации;

– правилами технической эксплуатации электроустановок;

– правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

## 4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки с применением ПУ

4.1.1 Согласно п. 18 Приказа Министерства промышленности и торговли РФ от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к

знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» поверку системы проводят на месте эксплуатации только для участка диапазона измерений, используемом при эксплуатации (рабочем диапазоне измерений). При этом в свидетельстве о поверке системы делается запись об объеме проведенной поверки. Рабочий диапазон измерений системы устанавливается владельцем и оформляется заявкой в произвольной форме. Заявка предоставляется поверителю до начала проведения работ.

Примечание – Рабочий диапазон измерений счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF300 (далее – СРМ), применяемого в качестве контрольного, должен охватывать рабочий диапазон измерений рабочих СРМ.

Рабочий диапазон измерений и условия эксплуатации СРМ должны соответствовать диапазону измерений и условиям эксплуатации ПУ.

4.1.2 В качестве измеряемой среды при поверке применяются: нефть, нефтепродукты, газовый конденсат, вода.

4.1.3 Допускаемое изменение абсолютного значения температуры измеряемой среды за время одного измерения 0,2 °С.

4.1.4 Допускаемое отклонение абсолютного значения массового расхода измеряемой среды от требуемого значения при установке расхода: 5 %.

4.1.5 Допускаемое изменение абсолютного значения массового расхода измеряемой среды за время одного измерения (в точке расхода) 2,5 %.

4.1.6 Давление измеряемой среды на выходе измерительной линии рекомендуется поддерживать не менее 0,2 МПа (допускается давление на выходе измерительной линии менее 0,2 МПа, при условии соблюдения требований проектной документации).

4.1.7 Содержание свободного газа в измеряемой среде не допускается.

4.1.8 Не допускается наличие внешних вибраций и тряски.

4.1.9 Количество СРМ, одновременно метрологические характеристики канала измерений массы которых контролируется: 1 шт.

4.1.10 Количество ПУ, необходимых для проведения поверки, определяется рабочим диапазоном измерений СРМ.

4.2 При проведении поверки поэлементным способом соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи сырой нефти.

Таблица 2 – Метрологические и основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода сырой нефти, т/ч	от 22 до 45
Изменяемая среда	нефть сырая
Плотность обезвоженной дегазированной нефти при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	920,3
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup> , не более	1136
Плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 889 до 929
Массовая доля воды, %, не более	10
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,3
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	26000
Объемное содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	отсутствует
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Избыточное давление сырой нефти, МПа	от 0,5 до 2,5
Температура сырой нефти, °С	от +5 до +30
Режим работы системы	периодический

## **5 Подготовка к поверке**

### **5.1 При проведении поверки с применением ПУ**

Подготавливают к работе и проверяют работоспособность контролируемого СРМ.

Подготавливают к работе ПУ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на ПУ.

Последовательно к СРМ подключают ПУ и подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы.

Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на технологических трубопроводах системы и ПУ.

Устанавливают расход  $0,5 \cdot (Q_{max} + Q_{min})$ , в технологической схеме создают рабочее давление, которое может быть при определении метрологических характеристик (далее – МХ). Систему считают герметичной, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи измеряемой среды через фланцевые соединения, через сальники технологических задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилей (кранов).

Проверяют отсутствие протечек измеряемой среды через задвижки (шаровые краны), дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении, негерметичность которых может повлиять на результаты определения МХ СРМ. В случае отсутствия возможности проверки герметичности задвижек, вентилей (кранов) или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают заглушки.

Проверяют отсутствие газа (воздуха) при рабочем расходе в ПУ открытием крана, расположенного в верхней точке трубопровода ПУ. Считают, что газ в технологической схеме отсутствует, если из вентилей вытекает струя измеряемой среды без пузырьков газа.

Контролируют стабилизацию температуры измеряемой среды в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных измерений. Температуру считают стабильной, если за одно измерение изменение температуры не превышает  $0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Подготавливают эталон и (или) средства измерений, применяемые при определении относительной погрешности канала измерений массы системы, к ведению работ согласно инструкциям по их эксплуатации.

Проводят установку нуля СРМ согласно заводской (фирменной) инструкции по эксплуатации данной модели СРМ.

При использовании СОИ системы, имеющего аттестованные алгоритмы для автоматической обработки результатов измерений при относительной погрешности канала измерений массы системы, в СОИ системы вводят исходные данные или проверяют достоверность и правильность ранее введенных исходных данных.

5.2 При проведении поэлементной поверки подготовку средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

5.2.1 Перед проведением поверки системы выполняют подготовительные операции:

- средства поверки устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;

- контролируют фактические условия поверки на соответствие требованиям раздела 4 настоящей инструкции;

- проверяют параметры конфигурации системы (значения констант, коэффициентов, пределов измерений), введенных в память измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-03 на соответствие данным, зафиксированным в эксплуатационных документах системы;

- выполняют иные необходимые подготовительные и организационные мероприятия.

5.3 Систему считают готовой к проведению поверки только при выполнении 5.1 или 5.2 в полном объеме. При неполном выполнении 5.1 или 5.2 поверку не проводят.

## **6 Проведение поверки**

Поверку допускается проводить одним из следующих способов:

### **6.1 Проведение поверки с применением ПУ**

### 6.1.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в состав системы, в соответствии с описанием типа (кроме свидетельства о поверке на СРМ) и эксплуатационно-технической документации на СИ.

Результаты проверки комплектности технической документации положительные, если на систему имеются действующие свидетельства о поверке и эксплуатационно-техническая документация на СИ.

### 6.1.2 Проверка идентификации ПО системы.

6.1.2.1 Должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему и таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	OIL_MM.EXE	Main.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	352.03.01	–
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	83AC5F6D	CCD620D2

6.1.2.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора проводят в соответствии с документом «55-0-23-ИЗ. Система измерения количества и показателей качества сырой нефти на ДНС Нижне Уратьминского месторождения (СИКНС). Руководство пользователя. АРМ оператора.».

Просмотр идентификационных данных осуществляется на экране автоматизированного рабочего места оператора в меню системных настроек.

6.1.2.3 Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО системы соответствуют идентификационным данным, указанным таблице 3 настоящей инструкции. В случае, если идентификационные данные ПО системы не соответствуют данным, указанным в описании типа на систему, поверку прекращают.

### 6.1.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

### 6.1.4 Опробование

Изменяют расход жидкости в пределах рабочего диапазона измерений. Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении/уменьшении расхода жидкости соответствующим образом изменялись показания на дисплее СРМ и на дисплее ПУ.

### 6.1.5 Определение метрологических характеристик канала измерений массы

6.1.5.1 Определение метрологических характеристик канала измерений массы СРМ проводят не менее чем в трех точках диапазона измерений СРМ. Количество точек определяется нелинейностью градуировочной характеристики. В каждой точке проводят не менее пяти измерений для рабочего СРМ и не менее семи измерений для контрольного СРМ.

При определении метрологических характеристик СРМ в зависимости от вида реализуемой градуировочной характеристики, определяют следующие метрологические характеристики:

- коэффициент(ы) коррекции в рабочем диапазоне измерений (точках рабочего диапазона измерений);
- коэффициент(ы) преобразования в рабочем диапазоне измерений (точках рабочего диапазона измерений);
- среднее квадратическое отклонение (СКО) результатов измерений в точках диапазона измерений;
- относительную погрешность СРМ в точках рабочего диапазона измерений расхода и (или) в рабочем диапазоне измерений расхода или в k-ом поддиапазоне рабочего диапазона измерений расхода.

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от минимального в сторону увеличения или от максимального в сторону уменьшения.

При каждом значении расхода измеряют массу измеряемой среды контролируемым СРМ и ПУ. В момент начала измерения одновременно начинается счет электрических импульсов, генерируемых контролируемым СРМ и ПУ, при помощи блока обработки информации, входящего в состав ПУ. При достижении заданного количества импульсов генерируемых контролируемым СРМ или истечении заданного времени измерения или при прохождении заданного значения массы измеряемой среды через контролируемый СРМ счет электрических импульсов заканчивается также одновременно.

Если количество импульсов контролируемого СРМ или ПУ за время измерения меньше 10000, то количество импульсов определяется с долями.

При каждом измерении в данной точке диапазона измерений регистрируют:

- значение расхода ( $Q_{ij}$ , т/ч);
- количество импульсов, поступившее от ПУ и контролируемого СРМ ( $N_{эij}$ ,  $N_{рij}$ , имп);
- время измерения ( $T_{изм}$ , с).

Результаты измерений заносят в протокол поверки системы.

6.1.5.2 Метрологические характеристики канала измерений массы системы определяют в трех точках рабочего диапазона расхода, установленного для системы:

$$Q_{max}, 0,5 \cdot (Q_{max} + Q_{min}), Q_{min} \quad (1)$$

где  $Q_{max}$  и  $Q_{min}$  – соответственно максимальный и минимальный расход, т/ч.

Отклонение расхода жидкости от указанных значение не более 5%.

Последовательность определения метрологических характеристик выбирают как от меньших значений расхода к большим, так и от больших к меньшим.

Для каждого значения расхода сырой нефти измеряют массу сырой нефти контролируемым СРМ и СРМ, входящими в состав ПУ.

Коэффициент преобразования СРМ, входящего в состав ПУ  $K_{нмэ}$ , имп/т, определяют по формуле:

$$K_{нмэ} = \frac{f_{эmax} \cdot 3600}{Q_{эmax}}, \quad (2)$$

где  $f_{эmax}$  – частота выходного сигнала СРМ, входящего в состав ПУ соответствующая  $Q_{эmax}$ , Гц;

$Q_{эmax}$  – максимальный расход СРМ, входящего в состав ПУ т/ч.

Коэффициент преобразования контролируемого СРМ  $K_{нмр}$ , имп/т, определяют по формуле:

$$K_{нмр} = \frac{f_{рmax} \cdot 3600}{Q_{рmax}}, \quad (3)$$

где  $f_{рmax}$  – частота выходного сигнала контролируемого СРМ, соответствующая  $Q_{рmax}$ , Гц;

$Q_{pmax}$  – максимальный расход контролируемого СРМ, т/ч.

Если используют один СРМ, входящий в состав ПУ массу измеряемой среды, измеренную СРМ, входящим в состав ПУ  $M_{эij}$ , т, определяют по формуле:

$$M_{эij} = \frac{N_{э1ij}}{K_{нмэ1}}, \quad (4)$$

где  $N_{э1ij}$  – количество импульсов отсчитанное ИВК-ПУ с СРМ, входящего в состав ПУ при  $i$ -м измерении  $j$ -й точке расхода, имп;

$K_{нмэ1}$  – коэффициент преобразования СРМ, входящего в состав ПУ, имп/т.

Если используют два СРМ, входящих в состав ПУ, включенных параллельно, массу измеряемой среды, измеренную СРМ, входящим в состав ПУ,  $M_{эij}$ , т, определяют по формуле:

$$M_{эij} = \frac{N_{э1ij}}{K_{нмэ1}} + \frac{N_{э2ij}}{K_{нмэ2}}, \quad (5)$$

где  $N_{э2ij}$  – количество импульсов отсчитанное ИВК-ПУ со второго СРМ, входящего в состав ПУ, в случае, если используют два СРМ, входящие в состав ПУ, включенных параллельно при  $i$ -м измерении  $j$ -й точке расхода, имп;

$K_{нмэ2}$  – коэффициент преобразования второго СРМ, входящего в состав ПУ, имп/т.

Массу измеряемой среды, измеренную рабочим СРМ  $M_{pij}$ , т, определяют по формуле:

$$M_{pij} = \frac{N_{pij}}{K_{нмр}}, \quad (6)$$

где  $N_{pij}$  – количество импульсов отсчитанное ИВК-ПУ с контролируемого СРМ при  $i$ -м измерении  $j$ -й точке расхода, имп;

$K_{нмр}$  – коэффициент преобразования контролируемого СРМ, имп/т.

При каждом значении расхода проводят не менее пяти измерений продолжительностью не менее двух минут каждое.

В процессе измерений регистрируют температуру и давление жидкости в трубопроводе и расход нефти по ПУ.

Коэффициент коррекции контролируемого СРМ при  $i$ -м измерении  $j$ -й точке расхода  $MF_{ij}$ , определяют по формуле

$$MF_{ij} = \frac{MF_{эij}}{MF_{pij}} \cdot MF_p, \quad (7)$$

где  $MF_p$  – коэффициент коррекции контролируемого СРМ занесенный в измерительный преобразователь по результатам предыдущего определения метрологических характеристик канала измерений массы.

Для каждого значения расхода определяют коэффициент коррекции СРМ  $MF_j$ , по формуле:

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}, \quad (8)$$

где  $MF_{ij}$  – коэффициент коррекции контролируемого СРМ при  $i$ -м измерении  $j$ -й точке расхода;

$n_j$  – количество измерений в  $j$ -й точке расхода.

Среднее квадратическое отклонение  $S(MF)_j$ , %, определяют по формуле:

$$S(MF)_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{MF_{ij} - MF_j}{MF_j} \right)^2}{n_j - 1}} \cdot 100, \quad (9)$$

Значение среднего квадратического отклонения не должно превышать 0,05 %. В случае невыполнения этого условия контроль определения метрологических характеристик канала измерений массы прекращают до выяснения и устранения причин.

Коэффициент коррекции СРМ, вычисляют по формуле:

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^3 MF_j}{3}, \quad (10)$$

Если в измерительный преобразователь СРМ заносят градуировочный коэффициент СРМ  $K'_m$ , г/с/мкс, его вычисляют по формуле:

$$K'_m = K_m \cdot \frac{MF}{MF_p}, \quad (11)$$

где  $K_m$  – градуировочный коэффициент контролируемого СРМ, установленный до проведения контроля метрологических характеристик, г/с/мкс.

Систематическую составляющую погрешности контролируемого СРМ  $\theta_{MF \max}$ , %, определяют по формуле:

$$\theta_{MF \max} = \left| \frac{MF_i - MF}{MF} \right|_{\max} \cdot 100, \quad (12)$$

Дополнительную систематическую составляющую погрешности контролируемого СРМ от влияния давления  $\theta_{pp}$ , %, вычисляют по формуле:

$$\theta_{pp} = 10 \cdot K_{pp} \cdot |P_{\max} - P_n|, \quad (13)$$

где  $K_{pp}$  – коэффициент дополнительной составляющей погрешности контролируемого СРМ от влияния давления, %/МПа;

$P_{\max}$  – граничное значение давления жидкости в условиях эксплуатации в контролируемом СРМ, максимальное, или минимальное, в зависимости от того, какое из этих значений больше отличается от давления при проведение определения метрологических характеристик, МПа;

$P_n$  – давление жидкости в СРМ при контроле метрологических характеристик, МПа.

Дополнительную систематическую составляющую погрешности контролируемого СРМ от влияния температуры  $\theta_{tm}$ , %, вычисляют по формуле:

$$\theta_{tm} = K_{tp} \cdot |t_{\max} - t_n|, \quad (14)$$

где  $K_{tp}$  – коэффициент дополнительной составляющей погрешности контролируемого СРМ от влияния температуры, %/°С;

$t_{\max}$  – граничное значение температуры жидкости в условиях эксплуатации в контролируемого СРМ, максимальное, или минимальное, в зависимости от того, какое из этих значений больше отличается от температуры при определении метрологических характеристик, °С;

$t_n$  – температура жидкости в СРМ при определении метрологических характеристик, °С.

Вычисляют относительную погрешность контролируемого СРМ.

6.1.5.3 Значение относительной погрешности измерений массы нефти сырой контролируемого СРМ, используемого в качестве рабочего, не должно превышать  $\pm 0,25$  %.

Значение относительной погрешности измерений массы нефти сырой контролируемого СРМ, используемого в качестве контрольного, не должно превышать  $\pm 0,20$  %.

6.1.5.4 Если в процессе эксплуатации СРМ вводят поправку по давлению (при наличии преобразователя давления), относительную погрешность СРМ  $\delta_M$ , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_M = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{УППМ}^2 + \theta_{MF\max}^2 + \theta_{tm}^2}, \quad (15)$$

где  $\delta_{УППМ}$  – относительная погрешность ПУ, берут из свидетельства о поверке на ПУ, %.

Если поправку по давлению не вводят, относительную погрешность СРМ  $\delta_M$ , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_M = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{УППМ}^2 + \theta_{MF\max}^2 + \theta_{tm}^2 + \theta_{pp}^2}, \quad (16)$$

При положительных результатах контроля метрологических характеристик по пункту 6.1.5.3 коэффициент коррекции СРМ, полученный по результатам контроля метрологических характеристик, заносят в измерительный преобразователь СРМ, после чего включают блокировку и пломбируют преобразователь. Допускается заносить в измерительный преобразователь вместо коэффициента преобразования градуировочный коэффициент СРМ, вычисленный по формуле (11). В этом случае коэффициент коррекции СРМ устанавливают равным единице.

Если данные условия не выполняются, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений;
- уменьшить рабочий диапазон измерений;

При повторном невыполнении условий пункта 6.1.5.3 контроль метрологических характеристик канала измерений массы прекращают.

Значения  $\theta_{MF\max}$ ,  $\delta_M$ ,  $\theta_{tm}$ ,  $\theta_{pp}$  вычисляют до третьего знака после запятой,  $K'_m$  вычисляют до пяти значащих цифр  $MF_{ij}$ ,  $MF_j$ ,  $MF$  вычисляют до пятого знака.

6.1.5.5 Определение метрологических характеристик остальных СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с методиками поверки, указанными в описании типа на СИ.

## 6.2 Проведение поверки поэлементным способом

### 6.2.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

Результаты проверки комплектности технической документации положительные, если на систему имеются действующие свидетельства о поверке и эксплуатационно-техническая документация на СИ, входящие в состав системы.

6.2.2 Проверка идентификации ПО системы в соответствии с п. 6.1.2 настоящей методики поверки.

6.2.3 Внешний осмотр в соответствии с п. 6.2.3 настоящей методики поверки.

### 6.2.4 Опробование

6.2.4.1 При опробовании проверяют правильность функционирования измерительных компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы.

6.2.4.2 Проверяют действие и взаимодействие измерительных компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность формирования отчетов.

6.2.4.3 Проверяют герметичность системы. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек и следов измеряемой среды через элементы оборудования и измерительные компоненты системы. При обнаружении следов измеряемой среды на элементах оборудования или измерительных компонентов поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки измеряемой среды.

6.2.4.4 Результат опробования считают положительным, если требования по 6.2.4.1 ÷ 6.2.4.3 выполнены.

### 6.2.5 Определение метрологических характеристик

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с методиками поверки, указанными в описании типа на СИ.

За погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений массы с применением СРМ.

Относительная погрешность системы при проведении поверки при измерении массы сырой нефти не должна превышать значение  $\pm 0,25\%$ .

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 При проведении поверки системы возможно оформление протокола поверки произвольной формы.

Результаты поверки СИ подтверждаются сведениями о результатах поверки СИ, включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. При необходимости на СИ наносится знак поверки, и (или) выдается свидетельство о поверке СИ, и (или) в паспорт (формуляр) СИ вносится запись о проведенной поверке, заверяемая подписью поверителя и знаком поверки.

Свидетельство о поверке системы оформляют по форме приложения 1 Приказа Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.