

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
ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ
им. Д.И. Менделеева»



А.С. Тайбинский

«17» июля 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 1509
НА ПСП «ЗАПОЛЯРНОЕ» АО «ТЮМЕННЕФТЕГАЗ»

Методика поверки

МП 0885-14-2019

с изменением № 1

Начальник НИО-14

Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛЬ	Фролов Э.В.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

Настоящая методика поверки предназначена для проведения поверки средства измерений (СИ) «Система измерений количества и показателей качества нефти № 1509 на ПСП «Заполярье» АО «Тюменнефтегаз» (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодических поверок при эксплуатации.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	7.4	Да	Да

1.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 (установка трубопоршневая с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %), с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки расходомеров массовых Promass с датчиком F и электронным преобразователем 83 (далее – РМ), входящих в состав системы, в рабочем диапазоне измерений расхода.

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

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на поверяемую систему и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда;
- в области промышленной безопасности;
- в области пожарной безопасности;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;
- в области охраны окружающей среды.

4.2 Площадка системы должна содержаться в чистоте без следов измеряемой среды и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

4.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении испытаний, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

4.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

4.5 Выполнение работ прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях оборудования системы.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

5 Условия поверки

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

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление избыточное измеряемой среды, МПа	
- рабочее	от 0,33 до 1,80
- минимально допустимое	0,3
- максимальное допустимое	2,2
- расчетное	2,5
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +20 до +40
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм ² /с (сСт), в диапазоне температуры от +20 °С до +40 °С	от 1,97 до 23,00
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 797 до 895
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)

5.2 При соблюдении условий поверки СИКН влияющие факторы отсутствуют.

5.3 На основании письменного заявления владельца системы допускается проводить поверку системы в меньшем диапазоне измерений расхода, чем указано в описании типа на

систему. При этом диапазон измерений расхода системы определяется диапазонами измерений расхода, в которых проведена поверка РМ.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6 Подготовка к поверке

6.1 Подготовку средства поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6.2 Проверяют наличие действующих знаков поверки (оттиск клейма поверителя, наклейка) и (или) свидетельства о поверке (аттестации эталонов) на средства поверки.

6.3 Проверяют правильность монтажа средства поверки.

6.4 Проверяют комплектность эксплуатационной документации на СИ, входящих в состав системы.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации;

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению системы и проведению ее поверки;

- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации.

7.1.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются вышеперечисленные требования.

7.1.3 Система, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

7.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство по эксплуатации. РХ.7000.00.00.00.000 РЭ» в следующей последовательности:

- а) включить питание, если питание было выключено;

- б) дождаться после включения питания появления на дисплее главного меню или войти в главное меню;

- в) в главном меню выбрать пункт меню «Основные параметры»;

- г) выбрать пункт меню «Просмотр»;

- д) выбрать пункт меню «О программе», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

Результат подтверждения соответствия ПО ИВК считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО ИВК (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа системы для ИВК (таблица 1, ПО ИВК).

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО «ФОРВАРД» проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- а) в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, выбрать пункт меню «О программе»;
- б) нажать кнопку «Модули», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

Полученные результаты идентификации ПО «ФОРВАРД» должны соответствовать данным, указанным в описании типа на систему (таблица 1, ПО «ФОРВАРД»).

7.2.4 В случае, если идентификационные данные ПО системы не соответствуют данным указанным в описании типа на систему, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО системы.

7.3 Опробование

7.3.1 При опробовании системы проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность формирования и получения отчетных документов, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах системы и средства поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора системы путем визуального контроля текущих значений измеряемых величин (температуры, давления, плотности, вязкости измеряемой среды, содержания воды в измеряемой среде, расхода в измерительных линиях и блоке контроля качества измеряемой среды) на дисплее компьютера АРМ оператора;
- используя принтер компьютера АРМ оператора системы, распечатывают пробные протоколы поверки, формируемые АРМ оператора.

7.3.2 Результаты проверки считают положительными, если:

- компоненты системы и средство поверки обеспечены электропитанием;
- на дисплее компьютера АРМ оператора наблюдается изменение текущих значений измеряемых величин;
- формируются и распечатываются протоколы поверки.

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.4.1 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на фактически установленные СИ, соответствующие описанию типа системы. СИ, входящие в состав системы, на момент проведения поверки системы должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ. Перечень СИ, входящих в состав системы, приведен в описании типа системы.

7.4.2 Если очередной срок поверки СИ из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом поверку системы не проводят.

7.4.3 При получении положительных результатов по 7.4.1 пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто измеряемой среды не превышают $\pm 0,25\%$.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

7.4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

7.4.4.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M_{БР})^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{ХС}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{ХС} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (4). При измерениях объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм (далее – ВН) ΔW_B , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\left(\Delta \varphi_{осн} + \left(\Delta \varphi_{доп} \cdot \frac{t - t_{ном}}{n}\right)\right) \cdot \rho_B}{\rho_{фН}}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{осн}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, %;

$\Delta \varphi_{доп}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, связанная с отклонением температуры нефти на каждые n °С, %;

t – температура нефти в месте измерений объемной доли воды в нефти, °С;

$t_{ном}$ – номинальная температура, приведенная в описании типа ВН, °С;

n – значение температуры, для которого нормируется дополнительная погрешность ВН, °С;

$\rho_{фВ}$ – плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды в нефти φ_B , кг/м³;

ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³, принимаемая равной 1000 кг/м³;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляется по формуле (4);

$\Delta W_{ХС}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{ХС} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{ХС}^2 - 0,5 \cdot r_{ХС}^2}}{\rho_{ХС} \cdot \sqrt{2}}, \quad (3)$$

где $R_{ХС}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей;

$r_{ХС}$ – сходимости метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534;

$\rho_{ХС}$ – плотность нефти при условиях измерений массовой доли хлористых солей в лаборатории, кг/м³.

7.4.4.3 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

7.4.4.4 Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателей качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

7.4.4.5 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системы не должна превышать $\pm 0,35\%$.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки системы должны быть оформлены в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.

8.2 При положительных результатах поверки системы оформляют свидетельство о поверке системы установленной законодательством формы.

8.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

8.4 Особенности конструкции системы препятствуют нанесению на нее знака поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

8.5 Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

8.6 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности по установленной законодательством форме.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

**Приложение А
(обязательное)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование средства измерений: _____

Тип, модель, изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды: _____

Атмосферное давление: _____

Относительная влажность: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует п. 7.1)

2. Подтверждение соответствия программного обеспечения: _____
(соответствует/не соответствует п. 7.2)

3. Опробование: _____
(соответствует/не соответствует п. 7.3)

4. Определение метрологических характеристик

4.1 Проверка наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ из состава системы _____

(соответствует/не соответствует п. 7.4.1)

4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти _____

(соответствует/не соответствует п. 7.4.3)

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta M_B, \%$	$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_H, \%$

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти _____

(соответствует/не соответствует п. 7.4.4.5)

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____