

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тайбинский

«12» ноября 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1509 на ПСП «Заполярье»

АО «Тюменнефтегаз»

Методика поверки

МП 0885-14-2019

Начальник НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Фролов Э.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

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, 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 испытаний соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от

27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок - Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК) относится к категории А, блок измерительных линий (БИЛ) и узла подключения передвижной поверочной установки (ППУ) – А, операторная – Д, по классу взрывоопасных зон согласно Правилам устройства электроустановок – помещение БИК относится к классу В-1а, площадка БИЛ и узла подключения ППУ – В-1а, согласно ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон» система относится к классу 2. В соответствии с ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам» нефть относится к категории взрывоопасной смеси - ПА. В соответствии с ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения» нефть относится к группе взрывоопасной смеси ТЗ.

4.3 Площадка системы должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правилам противопожарного режима в Российской Федерации.

4.4 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 0. Общие требования».

4.5 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.

4.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания системы разрабатываются инструкция по эксплуатации системы, инструкции по видам работ.

5 Условия поверки

5.1 Поверка системы осуществляется в условиях эксплуатации.

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов 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 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»
Рабочее давление измеряемой среды, МПа	от 0,33 до 1,80
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 22,11
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 781,1 до 886,4
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 5.1, факторы, влияющие на результаты поверки, 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.

6 Подготовка к поверке

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

6.2 Проверяют наличие действующих знаков поверки (оттиск клейма поверителя, наклейка) и (или) свидетельств 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;

- СИ, применяемые для измерений массы и показателей качества нефти в составе системы, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

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

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

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 по тексту – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство по эксплуатации. РХ.7000.00.00.000 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 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

7.4.1.1 Определение метрологических характеристик РМ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 15201-11), датчиков температуры Rosemount 644 (регистрационный номер 63889-16), преобразователей измерительных 644 (регистрационный номер 14683-09), термопреобразователей сопротивления платиновых серии 65 (регистрационный номер 22257-05), датчиков давления Метран - 150 модели 150TG и модели 150CD (регистрационный номер 32854-13), преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835 (регистрационный номер 52638-13), преобразователя плотности и вязкости FVM (регистрационный номер 62129-15), влагомеров нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный номер 14557-15), ИВК (регистрационный номер 53852-13), манометров показывающих для точных измерений, термометров ртутных стеклянных лабораторных проводят в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

7.4.1.2 Результат поверки системы считают положительным, если все СИ, входящие в состав системы, на момент проведения поверки системы поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

7.4.1.3 Если очередной срок поверки СИ из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, поверяется только это СИ, при этом поверку системы не проводят.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

7.4.2.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

При прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595 за относительную погрешность измерений массы брутто нефти системы, δM_B , %, принимают погрешность, равную пределам допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти с применением РМ $\pm 0,25$ %.

7.4.2.2 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25$ %.

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

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

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле (7). При измерениях объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1ПМ (далее – ВН), ΔW_B , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \Delta \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, %;

ρ_{φ_B} – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

ρ_B – плотность воды в нефти, кг/м³, вычисляют по формуле

$$\begin{aligned} \rho_B = & 999,97358 \cdot (1 - (7,0134 \cdot 10^{-8} \cdot \Delta t + 7,926504 \cdot 10^{-6} \cdot \Delta t^2 - \\ & - 7,575677 \cdot 10^{-8} \cdot \Delta t^3 + 7,314894 \cdot 10^{-10} \cdot \Delta t^4 - \\ & - 3,596458 \cdot 10^{-12} \cdot \Delta t^5)) \cdot (1 + (5,074 \cdot 10^{-4} - 3,26 \cdot 10^{-6} \cdot t_{\text{БИК}} + \\ & + 4,16 \cdot 10^{-8} \cdot t_{\text{БИК}}^2) \cdot P_{\text{БИК}}), \end{aligned} \quad (3)$$

$$\Delta t = t_{\text{БИК}} - 3,9818, \quad (4)$$

где $t_{\text{БИК}}$ – текущее значение температуры нефти в БИК, °С;

$P_{\text{БИК}}$ – текущее значение давления нефти в БИК, МПа;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляется по формуле (7);

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляется по формуле (7);

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H}, \quad (6)$$

где $\varphi_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

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

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

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

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме Приложения 1 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

8.2 На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) измеряемой среды, диапазон измерений расхода измеряемой среды и наименование владельца системы.

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

8.4 Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

8.5 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

**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 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы _____
(соответствует/не соответствует п. 7.4.1.2)

4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти _____
(соответствует/не соответствует п. 7.4.2.2)

4.2 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. 7.4.3.5)

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки