

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие

«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию

«20» декабря 2019 г.



А.С. Тайбинский

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1019

ПСП «Ильский НПЗ» резервная

Методика поверки

МП 1065-14-2019

Начальник НИО-14

Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: +7 (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ Шабалин А.С.

УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для проведения поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 1019 ПСП «Ильский НПЗ» резервная (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодических поверок при эксплуатации.

Поверку системы осуществляют только аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений организации.

На основании письменного заявления владельца системы допускается проводить периодическую поверку СИ, предназначенных для измерений параметров измеряемой среды, в меньшем диапазоне измерений.

При поверке СИ в меньшем диапазоне измерений соответствующая запись должна быть сделана в свидетельстве о поверке и (или) в паспорте (формуляре) СИ.

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

Методика поверки системы разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

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 документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Опробование	7.2	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной Приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки ПР, входящих в состав системы, в рабочем диапазоне измерений расхода.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

2.3 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:

- 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 Российской Федерации;

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

4.3 Соблюдают требования безопасности, установленные на объекте.

4.4 Соблюдают требования безопасности, установленные в инструкции по эксплуатации системы, в эксплуатационной документации СИ, входящих в состав системы и средств поверки.

5 Условия поверки

5.1 Поверка системы осуществляется в условиях эксплуатации.

5.2 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

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

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление измеряемой среды, МПа: - рабочий диапазон - номинальное	от 0,23 до 0,60 4,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5,0 до +35,0
Диапазон плотности измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 830,0 до 890,0
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 5 до 50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается

6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и документами на методики поверки 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 её 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 Система, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Опробование

7.2.1 Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

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

7.2.3 Проверяют герметичность системы.

7.2.4 На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

7.2.5 При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечек нефти.

7.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

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

7.3.1.1 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) необходимо 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.

Полученные результаты идентификации ПО ИВК должны соответствовать данным, указанным в описании типа на систему (таблица 1 описания типа).

7.3.1.2 Определение идентификационных данных ПО «ФОРВАРД PRO» проводят в соответствии с руководством пользователем 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 АРМ оператора «ФОРВАРД PRO» должны соответствовать данным, указанным в описании типа на систему (таблица 1 описания типа).

7.3.2 Полученные результаты идентификации ПО системы должны соответствовать данным, указанным в описании типа на систему.

7.3.3 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.

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

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

7.4.2 При получении положительных результатов по 7.4.1 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

7.4.3. Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системы проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам (методам) измерений».

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

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

где δM_B – относительная погрешность системы при измерениях массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерениях в лаборатории определяется по формуле (4);

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

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

$$\Delta W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{ХС}}{\rho_H^{ХС}}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{ХС}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти в лаборатории, мг/дм³;

$\rho_H^{ХС}$ – плотность нефти при условиях измерений $\varphi_{ХС}$, кг/м³;

W_B – максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;

$W_{МП}$ – максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

$W_{ХС}$ – максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляют по формуле:

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_H^{ХС}}, \quad (3)$$

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

7.4.3.2 Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

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

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

7.4.3.4 Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

7.4.4.5 Воспроизводимость метода R определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r .

Примечания

1. Абсолютную погрешность измерений плотности нефти при расчёте значения абсолютной погрешностей измерений массовой доли хлористых солей не учитывают ввиду её малого влияния.
2. Погрешность δM_H достигает максимального значения при максимальных значениях массовых долей воды, хлористых солей, механических примесей и минимальном значении плотности нефти.

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

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с действующим законодательством.

8.2 На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти, а также диапазон измеряемого расхода системы, определяющийся значениями минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода системы принимают значение минимального расхода ПР (согласно свидетельству о поверке) или значение минимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно больше. За значение максимального расхода системы принимают значение максимального расхода ПР (согласно свидетельству о поверке) или значение максимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно меньше.

8.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

8.4 Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

При оформлении протоколов средствами вычислительной техники или вручную допускается форму протокола поверки ПР представлять в измененном виде.

8.5 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, и выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим законодательством.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

Стр. _ из _

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____

Тип, модель, изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды: _____

Атмосферное давление: _____

Относительная влажность: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1 Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует)

А.2 Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)

А.3 Определение метрологических характеристик

Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Таблица А1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta V, \%$	G	$t_V, ^\circ\text{C}$	$t_\rho, ^\circ\text{C}$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$	$\Delta\rho, \text{кг/м}^3$	$\rho_{\min}, \text{кг/м}^3$	$\delta_N, \%$	$\delta M_B, \%$

А.3.6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица А2 – 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)

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки