

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ -
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВСЕ-
РОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ ИМ.
Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

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

СОГЛАСОВАНО

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

А.С. Тайбинский

« 18 » ноября 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
ППН «КАМЕННЫЙ ЛОГ»

Методика поверки

МП 1695-9-2024

Начальник научно-исследовательского отдела

К.А. Левин
Тел.: (843) 273-28-96

г. Казань
2024 г.

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	В.В. Гетман, А.А. Горынцев
СОГЛАСОВАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой ППН «Каменный Лог» (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Метрологические характеристики системы подтверждаются расчетным методом в соответствии с разделом 10 настоящей методики поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 26.09.2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости», подтверждающим прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости (ГЭТ 63-2019).

В результате поверки должны быть подтверждены метрологические характеристики, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	От 20 до 120
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории при содержании объемной доли воды от 0 до 20 %, %	$\pm 1,5$

Сведения об объеме проведенной поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Если очередной срок поверки СИ (измерительного компонента) из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, или появляется необходимость внеочередной поверки измерительного компонента, то поверяется только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку системы не проводят.

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции поверки

Наименование операции	Номер раздела методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование	8	Да	Да
Проверка программного обеспечения	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик	10	Да	Да
Подтверждение соответствия системы метрологическим требованиям	11	Да	Да

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки соблюдают условия, приведенные в таблице 2 настоящей методики поверки.

Характеристики системы и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 3.

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 3 проверяют по данным отчетных документов.

Таблица 3 – Основные технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа:	от 0,3 до 1,0
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Диапазон плотности измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м ³ :	от 800 до 950
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочих условиях, мм ² /с (сСт):	от 2 до 25
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -5 до +30
Среднее значение объемной доли воды в объединенной пробе, %, не более	20
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	40000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа, %	не допускается
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	1,0

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

Поверку средств измерений осуществляют аккредитованные в соответствии с законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

Средства поверки не применяются. Реализован расчетный метод определения метрологических характеристик: метрологические характеристики системы определяются по нормированным метрологическим характеристикам СИ, входящих в состав системы, при соблюдении условия, что обо всех СИ, входящих в состав системы, имеются сведения в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений с действующим сроком поверки.

6 Требования безопасности

6.1 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 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), 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», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»);
- 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 «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

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

6.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования» (с Поправкой, с Изменением № 1).

6.4 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.

7 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид системы

7.1 Комплектность системы должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации на систему.

7.2 При проверке внешнего вида системы должны выполняться следующие требования:

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

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

- СИ, входящие в состав системы, должны быть снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средства измерений, эксплуатационной документацией или МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

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

8 Подготовка к поверке и опробование

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

8.1 Опробование

Опробуют систему путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений без нарушения технологического режима. Допускается изменение расхода на величину от 1 до 10 % от максимального расхода через измерительную линию.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

8.2 Проверка герметичности системы

Проверку герметичности системы проводят согласно эксплуатационной документации системы.

Система считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах системы нет следов протечек нефти или снижения давления.

9 Проверка программного обеспечения

9.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа системы.

9.2 Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600 (далее – ИВК) проводят в соответствии с его руководством по эксплуатации.

Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы проводят в соответствии с руководством оператора.

10 Определение метрологических характеристик

10.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят путем проверки наличия информации о поверке СИ в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

СИ, входящие в состав системы, должны быть поверены в соответствии с документами на методики поверки, указанными в описании типа соответствующего СИ, данные о поверке СИ должны быть переданы в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений лицом, аккредитованным на поверку.

10.3 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

10.3.1 При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы нефти сырой, δM_C , %, принимают равной относительной погрешности измерений массы жидкости счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF 300 (далее – СРМ).

10.3.2 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто нефти осуществляют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ППН «Каменный Лог» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/8409-18 от 27.07.2018 г.).

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

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

где δM_C – относительная погрешность измерений массы брутто сырой нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», %;

ΔW_{PG} – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{PG} = \pm \frac{\Delta \varphi_{PG} \cdot \rho_{PG}}{\rho_H^{PG}} \cdot 100, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{PG}$ – абсолютная погрешность измерений содержания растворенного газа в сырой нефти, определяемая по МИ 2575, м³/м³, или другой, аттестованной в установленном порядке, методике измерений;

ρ_H^{PG} – плотность нефти, содержащей в себе растворенный газ, приведенная к рабочим условиям, кг/м³;

ρ_{PG} – плотность растворенного газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м³;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %, определяемая по формуле

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

где $\Delta\varphi_{\text{ХС}}$ – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», мг/дм³ (г/м³), вычисляется по формуле (4);

$\rho_{\text{Н}}^{\text{ХС}}$ – плотность нефти в условиях определения массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей определяют в соответствии с ГОСТ 33701.

Для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений соответствующего параметра 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 – соответственно воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего параметра нефти. Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370;
- для массовой доли хлористых солей по ГОСТ 21534.

Результаты поверки считаются положительными если полученные значения относительной погрешности измерений не превышают значений, указанных в разделе 11 настоящей методики.

11 Подтверждение соответствия системы метрологическим требованиям

11.1 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти сырой с применением системы не превышает $\pm 0,25\%$.

11.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, $\delta M_{\text{Н}}$, %, определяется в соответствии с документом «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ППН «Каменный Лог» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/8409-18 от 27.07.2018 г.) при условии, что технические характеристики системы, приведенные в отчетных документах на момент проведения поверки, соответствуют значениям, указанным в таблице 3 настоящей методики поверки.

Результаты поверки считаются положительными если относительная погрешность измерений массы нетто нефти при определении массовой доли воды в лаборатории при содержании объемной доли воды от 0 до 20 % не превышает $\pm 1,5\%$.

12 Оформление результатов поверки

Результаты поверки системы передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

В свидетельстве о поверке приводится информация об объеме проведенной поверки.

По заявлению владельца системы или лица, представившего систему на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510, или в случае отрицательных результатов поверки выдается извещение о непригодности применения системы.

Результаты поверки оформляют протоколом поверки, рекомендуемая форма которого приведена в Приложении А. Допускается оформлять протокол поверки в измененном виде.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают.

Приложение А (рекомендуемое)
Форма протокола поверки системы

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____

Тип, модель, изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр _____ (соответствует/не соответствует)
2. Опробование _____ (соответствует/не соответствует)
3. Подтверждение соответствия программного обеспечения _____ (соответствует/не соответствует)
4. Определение метрологических характеристик:
 - проверка наличия сведений о поверке СИ, входящих в состав системы _____ (соответствует/не соответствует)
 - определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти _____ (соответствует/не соответствует)
 - проверка технических характеристик системы _____ (соответствует/не соответствует)
 - определение относительной погрешности массы нетто сырой нефти _____ (соответствует/не соответствует)

Подпись лица, проводившего поверку _____

Дата поверки _____