

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:

И.о. директора филиала ВНИИР – фи-
лиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Мен-
делеева»



А.С. Тайбинский

«24» 2021 г.



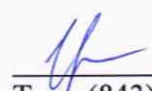
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ И СТА-
БИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА «НЕФТЕКОНДЕНСАТОПРОВОД ОТ УПН ВА-
ЛАНЖИНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ВОСТОЧНО –УРЕНГОЙСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА
ДО ПСП «ЗАПОЛЯРНОЕ»

Методика поверки

МП 1248-9-2021

Начальник НИО-9



К.А. Левин
Тел.: (843) 273-28-96

Казань

2021

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	В.В. Гетман
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти и стабильного газового конденсата «Нефтеконденсатопровод от УПН Валанжинской залежи Восточно-Уренгойского лицензионного участка до ПСП «Заполярье» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН осуществляется в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «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», обеспечивается прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости (ГЭТ 63-2019).

Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Методы поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, приведены в документах на методики поверки СИ.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (далее – СИ) из состава СИКН указан в документах на методики поверки СИ.

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

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

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

3 Требования к условиям проведения поверки

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

Измеряемая среда – смесь нефти группы 1 по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» и конденсата газового стабильного (далее – КГС) по ГОСТ Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия».

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

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным отчетных документов.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 40 до 600
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	
- расчетное	6,3
- минимальное	0,7
- максимальное	1,6
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +20 до +40
Диапазон динамической вязкости измеряемой среды, мПа·с	
- при температуре 20 °С	от 9,6 до 19,3
- при температуре 30 °С	от 1,1 до 9,5
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 745 до 790
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
Содержание свободного газа	не допускается

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на СИКН и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки счетчиков-расходомеры массовые Micro Motion (модели CMF 400) (далее – СРМ) приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Наименование средства поверки	Характеристика точности
Установки трубопоршневые (далее – ТПУ) 1-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256	Диапазон измерений от 0,01 до 4000 т/ч (м ³ /ч), доверительные границы суммарной погрешности определения вместимости ТПУ равными 0,050 %
ТПУ 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256	Диапазон измерений от 0,01 до 4000 т/ч (м ³ /ч), доверительные границы суммарной погрешности определения вместимости ТПУ от 0,090 до 0,10 %

5.2 Допускается применение аналогичных указанным в таблице 3 средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СРМ с требуемой точностью.

5.3 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведены в методиках поверки, указанных в описании типа соответствующего СИ.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

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»), 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», 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.

6.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов смеси нефти и КГС 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».

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 СИКН

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

7.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.2 При проверке внешнего вида СИКН должны выполняться следующие требования:

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

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

- СИ, входящие в состав СИКН, должны быть снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средства измерения, 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».

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

8 Подготовка к поверке и опробование СИКН

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

8.1 Опробование

Опробуют СИКН путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

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

8.2 Проверяют герметичность СИКН.

Проверку герметичности СИКН проводят согласно эксплуатационной документации на СИКН.

СИКН считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКН нет следов протечек смеси нефти и КГС или снижения давления.

9 Проверка программного обеспечения

9.1 При проверке идентификационных данных программного обеспечения (ПО) должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описание типа СИКН.

9.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством по эксплуатации.

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

10 Определение метрологических характеристик СИКН

10.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с утвержденными методиками поверки соответствующего СИ.

10.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто смеси нефти и КГС

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

10.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто смеси нефти и КГС при прямом методе динамических измерений, δM_B , %, определяют в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений (с поправкой)» с применением средств поверки, указанных в таблице 3 настоящей методики поверки.

10.2.2 Относительную погрешность измерений массы нетто смеси нефти и КГС, δM_H , %, определяют в соответствии с ГОСТ 8.587 расчетным методом.

11 Подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям

11.1 Относительную погрешность измерений массы брутто смеси нефти и КГС при прямом методе динамических измерений, δM_B , %, принимают равной относительной погрешности измерений массы смеси нефти и КГС с применением СРМ.

Относительная погрешность измерений массы брутто смеси нефти и КГС не должна превышать $\pm 0,25$ %.

11.2 Относительную погрешность измерений массы нетто смеси нефти и КГС в соответствии с ГОСТ 8.587, δM_H , %, вычисляют по формуле:

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

где ΔW_B - абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

$\Delta W_{МП}$ - абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %.

Абсолютную погрешность определения массовой доли воды по результатам измерений в лаборатории, %, определяют по формуле (4); при измерениях объемной доли воды с применением поточного влагомера, вычисляют по формуле

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

ρ_B - плотность воды при условиях измерений φ_B , вычисляется по аттестованной МИ;

ρ_H^B - плотность смеси нефти и КГС при условиях измерений φ_B , кг/м³;

$\Delta \varphi_B$ - абсолютная погрешность измерений объемного содержания воды в смеси нефти и КГС при использовании поточного влагомера, %.

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

где $\Delta \varphi_{XC}$ - абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в смеси нефти и КГС, мг/дм³;

ρ_H^{XC} - плотность смеси нефти и КГС при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³.

W_B - массовая доля воды в измеряемой среде, %, вычисляется по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером, или в аккредитованной лаборатории;

$W_{МП}$ - массовое содержание механических примесей в измеряемой среде, % определяют в испытательной лаборатории;

W_{XC} - массовая доля хлористых солей в измеряемой среде, %, определяется в испытательной лаборатории.

7.4.2.2 Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов»

Для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений соответствующего параметра 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 сходимости метода определения соответствующего параметра измеряемой среды.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ASTM D4377 «Определение содержания воды в нефтепродуктах методом Карла Фишера»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»;

- для массовой доли хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Относительная погрешность измерений массы нетто смеси нефти и КГС с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

12 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН 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».

При проведении поверки СИКН в сокращенном объеме информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

По заявлению владельца СИКН или лица, представившего СИКН 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 СИКН.

Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.
Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.
При отрицательных результатах поверки СИКН 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: _____
Условия проведения поверки: _____
Температура окружающей среды _____
Атмосферное давление _____
Относительная влажность _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр _____
2. Опробование _____
3. Подтверждение соответствия программного обеспечения _____
4. Определение метрологических характеристик _____

Подпись лица, проводившего поверку _____
Дата поверки _____