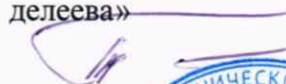


ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВСЕ-
РОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

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



А.С. Тайбинский

«23»



23 2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ №1555

НА ПСП «ЛЕНСК»

Методика поверки

МП 1270-9-2021

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 № 1555 на ПСП «Ленск» (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 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.

Методы поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, приведены в утвержденных методиках поверки соответствующего СИ.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (далее – СИ) из состава СИКН указан в утвержденных методиках 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	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 утвержденных методик поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Измеряемая среда – нефть, соответствующая ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия (с Изменениями № 1, 2).

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

Таблица 2 – Характеристики СИКН и физико-химические показатели измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Расход нефти, т/ч:	от 53 до 783
Расход нефти через одну измерительную линию*, т/ч	от 53 до 261
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Рабочее давление на входе в СИКН, МПа	от 0,4 до 3,6
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +10 до +30
Вязкость кинематическая при температуре нефти +20 °С, сСт (мм ² /с), не более	50
Плотность нефти, кг/м ³ : - при температуре нефти +20 °С - при температуре нефти +15 °С	от 850,1 до 895 от 853,7 до 898,4
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
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 серы, %, не более	1,80
Содержание парафина, %, не более	6
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20
Температура застывания измеряемой среды, °С	-49
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	постоянный
* - Объемный расход нефти через одну измерительную линию не должен превышать 300 м ³ /ч	

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 ПОТ Р М-016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (модели CMF 400) с электронным преобразователем модели 2700 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

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

5.2 Допускается применять аналогичные средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в таблице 3.

5.3 Метрологические и технические требования к средствам поверки СИ, входящих в состав СИКН, указаны в методике поверки 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 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», Постановление 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.

6.2 Площадка СИКН 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».

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 поверены в соответствии с утвержденными методиками поверки соответствующего СИ;

- 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 нефти 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. На момент поверки СИКН все СИ, входящие в состав СИКН, кроме СИ, не участвующих в измерениях, или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, должны иметь действующие свидетельства о поверке, поверительные клейма или пломбы, несущие на себе оттиски поверительных клейм.

СИ, не участвующих в измерениях, или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, допускается калибровать в соответствии с действующими методиками калибровки.

10.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти определяют в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений (с поправкой)».

11 Подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям

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

11.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти 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, %;

W_B – массовая доля воды в нефти, %, вычисляется по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером, или в аккредитованной лаборатории;

$W_{МП}$ – массовое содержание механических примесей в нефти, % определяют в испытательной лаборатории;

$W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определяется в испытательной лаборатории.

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 нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

$\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемного содержания воды в нефти при использовании поточного влагомера, %.

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

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

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

Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «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 сходимостъ метода определения соответствующего параметра измеряемой среды.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды (с Изменением № 1, с Поправками)»;

- 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».

Результаты поверки принимают положительными, если значения относительной погрешности измерений не превышают:

- | | |
|-------------------------------------|----------|
| - при измерениях массы брутто нефти | ±0,25 %; |
| - при измерениях массы нетто нефти | ±0,35 %. |

12 Оформление результатов поверки

При положительных результатах поверки сведения о результатах поверки СИКН передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответ-

ствии 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.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают.

Приложение А (рекомендуемое)

Форма протокола поверки СИКН

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 _____