

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

« 9 » 09/2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 243 НА  
ПСП «ПОХВИСТНЕВО» АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 1271-9-2021

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 № 243 на ПСП «Похвистнево» АО «Оренбургнефть» (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 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 – нефть, соответствующая техническому регламенту, национальному стандарту.

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 нефти, м <sup>3</sup> /ч	от 100 до 1000
Диапазон избыточного давления, МПа:	от 0,3 до 0,6
Диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +30
Плотность нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	от 860 до 895
Кинематическая вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 6 до 40
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 <sup>3</sup> , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05

#### 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, которые применяются для поверки преобразователей расхода жидкости турбинных MVTM Ду 6", 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 до 4000 т/ч (м <sup>3</sup> /ч), доверительные границы суммарной погрешности определения вместимости ТПУ равными 0,05 %
ТПУ 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256	Диапазон измерений до 4000 т/ч (м <sup>3</sup> /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 преобразователей расхода жидкости турбинных MVTM Ду 6" с требуемой точностью.

5.3 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для оценки соответствия и подтверждения соответствия метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, указаны в утвержденных методиках 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 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», 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 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 ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описание типа СИКН.

9.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством оператора.

9.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «Форвард Про» 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 документами на методики поверки, указанными в описании типа соответствующего СИ. СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены, данные о поверке СИ должны быть переданы в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений лицом, аккредитованным на поверку.

#### 10.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти

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 нефти при косвенном методе динамических измерений,  $\delta M_B$ , %, 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, а также средств поверки, указанных в методиках поверки СИ, входящих в состав СИКН.

10.2.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти при косвенном методе динамических измерений,  $\delta M_N$ , %, определяют в соответствии с ГОСТ 8.587 расчетным методом.

### 11 Подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям

11.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений,  $\delta M_B$ , %, в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений (с поправкой)» определяют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta V$  – относительная погрешность измерений объема нефти, %, за  $\delta V$  принимают относительную погрешность преобразователя расхода жидкости турбинного MVTM Du 6”;

$\delta \rho$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, определяется по формуле:

$$\delta_{\rho} = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (2)$$

где  $\Delta\rho$  - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\min}$  - минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности СИКН, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta T_{\rho}, \Delta T_V$  - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

$\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, определяют по ГОСТ Р 8.587;

$\delta N$  - относительная погрешность ИВК, %;

$G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_{\rho}}, \quad (3)$$

где  $T_V, T_{\rho}$  - температура нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН не должна превышать  $\pm 0,25$  %.

11.2 Относительную погрешность измерений массы нефти в соответствии с ГОСТ 8.587,  $\delta M_H$ , %, вычисляют по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}. \quad (4)$$

где  $\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, вычисляемая а) при применении поточных СИ объемной доли воды в нефти по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\left(\Delta\varphi_{ОСН} + \left(\Delta\varphi_{ДОП} \cdot \frac{t - t_{НОМ}}{n}\right)\right) \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (5)$$

где  $\Delta\varphi_{ОСН}$  - основная абсолютная погрешность поточных СИ объемной доли воды в нефти, %;

$\Delta\varphi_{ДОП}$  - дополнительная абсолютная погрешность поточных СИ объемной доли воды в нефти, связанная с отклонением температуры нефти на каждые  $n$  °С, %.

При отсутствии в описании типа дополнительной погрешности, приравниваем ее нулю.

$t$  - температура нефти в месте измерений объемной доли воды в нефти, °С;

$t_{НОМ}$  - номинальная температура, приведенная в описании типа СИ объемной доли воды в нефти;

$n$  - значение температуры, для которого нормируется дополнительная погрешность поточных СИ объемной доли воды в нефти;

б) по формуле (8);

$\Delta W_{МП}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляют по формуле (8);

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

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

где  $\Delta\varphi_{ХС}$  - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, вычисляют по формуле (8);

$\rho_H^{XC}$  - плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_{XC}$ , кг/м<sup>3</sup>;

$W_B$  – массовая доля воды в нефти, %;

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

$W_{XC}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляют по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (7)$$

$\varphi_{XC}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, определенная в лаборатории.

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».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

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

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».

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти 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.

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 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 \_\_\_\_\_