

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 по раз-  
витию ВНИИР – филиала ФГУП  
«ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

\_\_\_\_\_ А.С. Тайбинский

\_\_\_\_\_ 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ МОБИЛЬНОЙ  
УСТАНОВКИ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ «МУСН-ЭРГИНСКАЯ» НА ЭРГИНСКОМ ЛИЦЕНЗИ-  
ОННОМ УЧАСТКЕ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Методика поверки

МП 1301-9-2021

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 параметров нефти сырой мобильной установки сепарации нефти «МУСН-Эргинская» на Эргинском лицензионном участке Приобского месторождения (далее – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКНС 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 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 СИКНС, приведены в документах на методики поверки СИ.

Интервал между поверками СИКНС – 12 месяцев.

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

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКНС наступает до очередного срока поверки СИКНС, поверяется только это средство измерений, при этом поверку СИКНС 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 СИКНС	8	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИКНС	10	Да	Да
Подтверждение соответствия СИКНС 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 СИКНС.

Характеристики СИКНС 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 СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон расхода измеряемой среды*, т/ч (м <sup>3</sup> /ч)	от 172 до 930 (от 200 до 1080)
Давление измеряемой среды, МПа	
- расчетное	6,3
- минимально допустимое	1,0
- максимально допустимое	4,0
Вязкость динамическая, мПа·с	
- при температуре +20 °С	от 20 до 30
- при температуре +50 °С	от 8 до 14
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при +20 °С, кг/м <sup>3</sup>	от 850,1 до 895,0
Плотность сырой нефти при +20 °С, кг/м <sup>3</sup>	от 847,0 до 955,0
Плотность сырой нефти при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 840,0 до 990,0
Плотность пластовой воды при +20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	1015
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 0 до +40
Объемная доля воды, %	от 10 до 60
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	3000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений	

#### 4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на СИКНС 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 основным средствам поверки расходомеров-счетчиков массовых OPTIMASS 2400 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Наименование средства поверки	Характеристика точности
Вторичные эталоны в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256	Воспроизводимый расход рабочей среды до 2000 т/ч (м <sup>3</sup> /ч), доверительные границы суммарной погрешности от 0,040 до 0,055 %*
Рабочие эталоны 1-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256	Воспроизводимый расход рабочей среды до 4000 т/ч (м <sup>3</sup> /ч), доверительные границы суммарной погрешности определения вместимости ТПУ ±0,050 %
* - доверительные границы суммарной погрешности средств поверки не должны превышать пределов, указанных в методике поверки счетчиков массовых OPTIMASS 2400	

5.2 Допускается применение аналогичных указанным в таблице 3 средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик расходомеров-счетчиков массовых OPTIMASS 2400 с требуемой точностью.

5.3 В качестве дополнительных средств поверки могут применяться средства измерений плотности с пределами допускаемой относительной погрешности измерений  $\pm 0,03$  %.

5.4 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для оценки соответствия и подтверждения соответствия метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, 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»;
- 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 СИКНС 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 СИКНС**

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКНС.

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

7.2 При проверке внешнего вида СИКНС должны выполняться следующие требования:

- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений, препятствующих ее применению и проведению поверки;
- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;
- СИ, входящие в состав СИКНС, должны быть снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа СИ, эксплуатационной документацией или МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудо-

вания, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

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

## **8 Подготовка к поверке и опробование СИКНС**

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

### **8.1 Опробование**

Опробуют СИКНС 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 средствах отображения информации.

### **8.2 Проверяют герметичность СИКНС.**

Проверку герметичности СИКНС проводят согласно эксплуатационной документации на СИКНС.

СИКНС считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКНС 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 СИКНС сведениям, приведенным в описание типа СИКНС.

9.2 Определение идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов АБАК+ (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством по эксплуатации.

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

## **10 Определение метрологических характеристик СИКНС**

### **10.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС**

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с документами на методики поверки, указанными в описании типа соответствующего СИ. СИ, входящие в состав СИКНС, 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 сырой нефти и массы нетто нефти

Поверку СИКНС 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.

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти,  $\delta M_C$ , %, и массы нетто нефти,  $\delta M_H$ , %, определяют в соответствии с документом «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой мобильной установки сепарации нефти «МУСН-Эргинская» на Эргинском лицензионном участке Приобского месторождения» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/12609-21) с применением средств поверки, указанных в таблице 3 настоящей методики поверки.

## **11 Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям**

11.1 Относительную погрешность измерений массы сырой нефти при прямом методе динамических измерений,  $\delta M_C$ , %, принимают равной относительной погрешности измерений массы сырой нефти с применением расходомеров-счетчиков массовых OPTIMASS 2400.

Относительная погрешность измерений массы сырой нефти не должна превышать  $\pm 0,25$  %.

11.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти,  $\delta M_H$ , %, вычисляют по формуле:

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

где  $\delta M_C$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

$W_{PG}$  – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %, определяется в испытательной лаборатории;

$W_B$  – массовая доля воды в сырой нефти, %, вычисляется по результатам измерений объемной доли воды с применением СИ объемной доли воды, или в испытательной лаборатории;

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

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

$\Delta W_{PG}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, определяется в испытательной лаборатории;

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

$\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %, определяется в испытательной лаборатории;

$\Delta W_B$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %.

При измерениях объемной доли воды в сырой нефти с применением СИ объемной доли воды, массовая доля воды в сырой нефти, %, определяется по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{CH}^{PY}}, \quad (2)$$

где  $\varphi_B$  – объемная доля воды в сырой нефти, %;

$\rho_B$  – плотность дистиллированной воды, приведенная с помощью ИВК к условиям измерений в ИЛ,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho_{CH}^{PY}$  – плотность разгазированной сырой нефти,  $\text{кг/м}^3$ , определяется в испытательной лаборатории и вводится в ИВК.

В виду незначительного содержания растворенного газа в сырой нефти, его влияние на величину плотности сырой нефти в формуле (2) не учитывается.

При измерениях объемной доли воды в сырой нефти с применением СИ объемной доли воды, абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{100 \cdot \Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{CH}^{PY}}, \quad (3)$$

где  $\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти в испытательной лаборатории 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  $R$  – предел воспроизводимости методов определения параметра;  
 $r$  – предел сходимости методов определения показателей параметра.

Значения  $R$  и  $r$  приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды (с Изменением № 1, с Поправками)», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей».

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти в зависимости от содержания воды не должна превышать:

- при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера:

- при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % ± 1,5 %;
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % ± 2,5 %;
- при содержании объемной доли воды от 50 до 60 % ± 5,0 %;

- при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории:

- при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % ± 1,5 %;
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % ± 5,0 %;
- при содержании объемной доли воды от 50 до 60 % ± 7,0 %.

## 12 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКНС 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 СИКНС в сокращенном объеме информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

По заявлению владельца СИКНС или лица, представившего СИКНС 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 СИКНС.

Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

При отрицательных результатах поверки СИКНС 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 \_\_\_\_\_