

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 ³ /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 ³	от 850,1 до 895,0
Плотность сырой нефти при +20 °С, кг/м ³	от 847,0 до 955,0
Плотность сырой нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 840,0 до 990,0
Плотность пластовой воды при +20 °С, кг/м ³ , 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 ³ , 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 ³ /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 ³ /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, δM_C , %, и массы нетто нефти, δM_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, δM_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, δM_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 δM_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;

ΔW_{PG} – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, определяется в испытательной лаборатории;

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

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %, определяется в испытательной лаборатории;

ΔW_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 φ_B – объемная доля воды в сырой нефти, %;

ρ_B – плотность дистиллированной воды, приведенная с помощью ИВК к условиям измерений в ИЛ, кг/м^3 ;

ρ_{CH}^{PY} – плотность разгазированной сырой нефти, 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 _____