

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

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 ВНИИР
– филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.
Менделеева»



А.С. Тайбинский

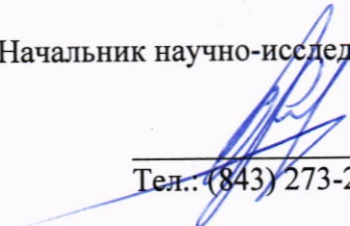
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
КРАСНОЛЕНИНСКОГО НГКМ

Методика поверки

МП 1587-9-2023

Начальник научно-исследовательского отдела


К.А. Левин
Тел.: (843) 273-28-96

г. Казань
2023 г.

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой Краснотеннинского НГКМ (далее – СИКНС), изготовленной ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг» и устанавливает методику и средства первичной и периодической поверок.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологические требования к СИКНС

Наименование	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %, при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера:	
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5 %	$\pm 1,1$
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10 %	$\pm 1,2$
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 20 %	$\pm 1,3$
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 30 %	$\pm 1,5$
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 50 %	$\pm 2,0$

Поверка СИКНС осуществляется в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 26.09.2022 г. № 2356 «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).

Сведения об объеме проведенной поверки передаются 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.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКНС наступает до очередного срока поверки СИКНС, или появляется необходимость внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКНС не проводят.

2 Перечень операций поверки

При проведении поверки проводят операции, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции поверки

Наименование операции	Номер раздела методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование СИКНС	8	Да	Да
Проверка 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

Характеристики СИКНС и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 3 описания типа СИКНС.

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 3 описания типа СИКНС проверяют по данным отчетных документов.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

Поверку средств измерений осуществляют аккредитованные в соответствии с законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки СИКНС, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и метрологические и основные технические характеристики средства измерений	Перечень рекомендуемых средств поверки
10.1	Рабочие эталоны 1-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 26.09.2022 г. № 2356	Установка трубопоршневая поверочная стационарная «ОЗНА-Прувер С-0,05» модели 280, рег. № 31455-06
<i>Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям</i>		

5.2 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»), 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»);

- 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 «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

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКНС.

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

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;

Результат внешнего осмотра считается положительным, если выполняются вышеперечисленные требования.

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

8 Подготовка к поверке и опробование СИКНС

8.1 Подготовка к поверке

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

8.2 Опробование

Опробуют СИКНС путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений без нарушения технологического режима. Допускается изменение расхода на величину от 1 до 10 % от максимального расхода через измерительную линию.

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

8.3 Проверяют герметичность СИКНС.

Проверку герметичности СИКНС проводят в соответствии с руководством по эксплуатации СИКНС.

СИКНС считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКНС нет следов протечек нефти.

9 Проверка программного обеспечения

9.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКНС сведениям, приведенным в описание типа СИКНС.

9.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее – ИВК) проводят следующим образом: в основном меню нужно выбрать пункт «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ», далее выбрать пункт «СВЕДЕНИЯ о ПО».

9.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора проводят следующим образом: в основном окне ПК «ОЗНА-Flow» нужно нажать кнопку вызова главного меню системы «Меню», в выплывающем окне выбрать клавишу «Контрольная сумма», после чего появятся идентификационные данные ПО.

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.

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти (установленные для контроля технологического процесса), подлежат поверке или калибровке.

10.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто нефти

10.2.1 Относительную погрешность измерений массы сырой нефти, δM_C , %, и массы нетто нефти, δM_H , %, определяют в соответствии с документом «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-3 Краснотенинского НГКМ АО «РН-Няганьнефтегаз»» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/7309-18) при условии, что технические характеристики СИКНС, приведенные в отчетных документах на момент проведения поверки, соответствуют значениям, указанным в описании типа СИКНС.

10.2.2 При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы сырой нефти, δM_C , %, принимают равной относительной погрешности измерений расходомера-счетчика массового OPTIMASS 2400.

10.2.3 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где δM_C - относительная погрешность измерений массы нефти сырой с применением СРМ, %;

ΔW_{PG} - абсолютная погрешность определения массового содержания растворенного газа, %.

ΔW_B - абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

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

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

W_{PG} - массовое содержание растворенного газа, %, определяется в испытательной лаборатории;

W_B – массовая доля воды в сырой нефти, %, вычисляется по результатам измерений объемной доли воды ВП, или в испытательной 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 массового содержания растворенного газа, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{PG} = \frac{\Delta \varphi_{PG} \cdot \rho_G}{\rho_{CH}^{PG}}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_{PG}$ – абсолютная погрешность определения содержания растворенного газа в сырой нефти, м³/м³, определяется в соответствии с РМГ 104-2010;

ρ_{CH}^{PG} – плотность сырой нефти с учетом содержания в ней растворенного газа, кг/м³.

При измерениях объемной доли воды в сырой нефти с применением поточного влагомера (далее – ВП), абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %, определяют по формуле

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

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды с помощью ВП, %;

ρ_{CH}^{PY} – плотность сырой нефти в условиях измерений в измерительной линии, кг/м³;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений в измерительной линии, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{CH}^{XC}}, \quad (4)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³);

ρ_{CH}^{XC} – плотность сырой нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

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

где R – предел воспроизводимости метода определения параметра;

r – предел сходимости метода определения показателей параметра.

Значения R и r приведены в ГОСТ 6370, ГОСТ 21534, ГОСТ 2477.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

11 Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям

11.1 Относительная погрешность измерений массы сырой нефти при прямом методе динамических измерений, δM_C , %, не должна превышать $\pm 0,25$ %.

11.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δM_H , %, при определении

массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением ВП:

- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5 %	±1,1;
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10 %	±1,2;
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 20 %	±1,3;
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 30 %	±1,5;
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 50 %	±2,0.

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».

В свидетельстве о поверке приводится информация об объеме проведенной поверки.

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 СИКНС

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование, тип средства измерений: _____
Изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр средства измерений _____
(соответствует/не соответствует разделу 7)
2. Опробование средства измерений _____
(соответствует/не соответствует разделу 8)
3. Проверка программного обеспечения _____
(соответствует/не соответствует разделу 9)
4. Подтверждение соответствия метрологическим требованиям
Относительная погрешность измерений массы сырой нефти составляет _____

(соответствует/не соответствует п. 11.1)
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти составляет _____

(соответствует/не соответствует п. 11.2)

Подпись лица, проводившего поверку _____

Дата поверки _____