

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ СУЗУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АО «СУЗУН» НА Т.11 (ЗАВОДСКОЙ № 5609)

Методика поверки

МП 0967-14-2019

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»


Р.Н. Груздев
Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти Сузунского месторождения АО «Сузун» на т.11 (заводской № 5609) (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Первичная и периодическая поверки СИКН и средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН, выполняются согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказу Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Поверка СИКН проводится на месте ее эксплуатации.

Возможность проведения поверки СИ из состава СИКН для меньшего числа измеряемых величин или в меньшем числе поддиапазонов измерений предусматривается их методиками поверки. Допускается проводить поверку СИКН в меньшем диапазоне измерений расхода, чем указано в описании типа на СИКН. При этом диапазон измерений расхода СИКН определяется диапазонами измерений расхода, в которых проведена поверка счетчиков-расходомеров массовых, входящих в состав СИКН.

При этом диапазон измерений массового расхода нефти СИКН определяется значениями минимального и максимального расхода, измеренного с помощью счетчиков расходомеров массовых Micro Motion модели CMF400 с электронными преобразователями 2700 (далее по тексту – СРМ). За значение минимального расхода принимают значение минимального расхода того СРМ, у которого расход среди всех рабочих СРМ наименьший (согласно свидетельствам о поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных значений расхода СРМ, установленных на рабочих измерительных линиях СИКН (согласно свидетельствам о поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

На основании письменного заявления владельца СИКН допускается проводить периодическую поверку СИ, предназначенных для измерений параметров измеряемой среды в ограниченном диапазоне измерений.

При поверке СИ в ограниченном диапазоне измерений соответствующая запись должна быть сделана в свидетельстве о поверке и (или) в паспорте (формуляре) СИ.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками СИ из состава СИКН определяется в соответствии с описанием типа на СИ.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	7.4.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	7.4.2	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	7.4.3	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Основное средство поверки СИКН

2.1.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда 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», обеспечивающий определение метрологических характеристик (МХ) СРМ, входящих в состав СИКН, в рабочем диапазоне измерений расхода.

2.1.2 При проведении поверки СИ в составе СИКН применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их МХ не уступают указанным в документах, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

3 Требования квалификации поверителей

3.1 Поверку СИКН проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на СИКН и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

3.3 Поверитель, выполняющий работы по проверке защиты программного обеспечения (ПО), должен пройти обучение по методам проверки защиты ПО СИ в соответствии с приказом Росстандарта № 2938 от 17 июня 2011 г.

4 Требования безопасности

4.1 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.

4.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

4.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

4.4 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.

5 Условия поверки

Поверка СИКН осуществляется в условиях эксплуатации.

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

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

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям, приведенным в таблице 2, проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода*, т/ч	от 50 до 870
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,6 до 2,5
Диапазон температуры нефти, °С	от +20 до +45
Диапазон вязкости нефти, мм ² /с (сСт)	от 4,56 до 48,69
Диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 780 до 850
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, 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
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -49,9 до +40 от 20 до 90 от 86 до 106
Срок службы, лет, не менее	25
Примечание* – При подключении резервной измерительной линии обеспечивается диапазон измерений расхода от 50 до 1305 т/ч.	

6 Подготовка к поверке

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

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

7.1.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений, препятствующих проведению поверки;

- надписи и обозначение на компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены и снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средства измерений, эксплуатационной документацией или МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения

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

СИКН, непрошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия ПО.

7.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

7.2.2 Для определения идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее по тексту - ИВК) необходимо выбрать пункты меню «Основные параметры» → «Просмотр» → «О программе».

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «Форвард Рго» проводят в следующей последовательности:

- в главном окне программы необходимо нажать вкладку «О программе», находящуюся в левом верхнем углу экрана, в открывшемся окне приведены сведения о версии ПО;

- далее необходимо нажать вкладку «Модули», в открывшемся окне приведены сведения об идентификационном наименовании модуля ПО и его контрольная сумма.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование СИКН осуществляют 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.

7.3.2 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.

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН.

Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и их методики поверки

Наименование СИ	Документы
СРМ, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационные номера) 45115-16	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 22 декабря 2016 г. МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» МИ 3151-2008 «Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Документы
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065, регистрационные номера 53211-13 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 644, регистрационные номера 56381-14	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» МП 207-007-2018 с изменением № 1 «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144 Р. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 11.12.2018 г.
Датчики давления Метран-150, регистрационные номера 32854-13	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» 11 ноября 2013 г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, регистрационный номер 57762-14	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утверждённая руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Преобразователи плотности и расхода CDM, регистрационные номера 63515-16	МП 02-221-2015 с изменением № 1 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода CDM. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 24 мая 2017 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационные номера 14557-15	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ, регистрационные номера 26803-11	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011 г.
Манометры избыточного давления МП-У, регистрационные номера 10135-15	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационные номера 303-91	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
ИВК, регистрационный номер 53852-13	МИ 3395-2013 с изменением № 1 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Методика поверки», утвержденная ООО «ИМС Индастриз» и ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 25 мая 2018 г.

П р и м е ч а н и е – При использовании документа, приведенного в таблице 3 необходимо проверять действие документа на официальном сайте Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (в разделе утвержденные типы средств измерений).

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти ($\delta_{мб}$, %) в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и

нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти СРМ.

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

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.595 ($\delta_{МН}$, %) вычисляют по формуле:

$$\delta_{МН} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{МБ}^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерениях в лаборатории определяется по формуле (6), при измерениях объемной доли воды поточным влагомером вычисляется по формуле:

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_B$ - абсолютная погрешность измерений объемной доли воды поточным влагомером, %;

ρ_B - плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³;

ρ_H^B - плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

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

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

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

где $\Delta \varphi_{ХС}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляется по формуле (6);

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

W_B - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %; при измерениях объемной доли воды поточным влагомером массовая доля воды вычисляется в ИВК по формуле:

$$W_B = \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H}, \quad (4)$$

где φ_B - объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

$W_{МП}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

$W_{ХС}$ - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле:

$$W_{ХС} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{ХС}}{\rho_H^{ХС}}, \quad (5)$$

$\varphi_{ХС}$ - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, 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 Δ , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-14 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

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

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти ($\delta_{\text{мн}}$, %) с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Особенности конструкции СИКН не позволяют нанести знак поверки непосредственно на СИКН. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

Приложение А

Протокол поверки № _____

Наименование средства измерений: _____

Изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

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: _____

(соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН: _____

(соответствует/не соответствует)

3. Опробование: _____

(соответствует/не соответствует)

4. Определение метрологических характеристик

4.1 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы брутто нефти

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений СИКН принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF400 с электронными преобразователями $2700 \pm 0,25$ %.

Относительная погрешность СИКН при измерениях массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25\%$.

4.2 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta M_B, \%$	$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_H, \%$

Относительная погрешность СИКН при измерениях массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35\%$.

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____