

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

2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 630 ПСП «УРАЛЬСКАЯ» ООО «УНК-ПЕРМЬ»

Методика поверки

МП 0767-14-2018

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»


Р.Н. Груздев
Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 630 ПСП «Уральская» ООО «УНК-Пермь» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (СИ) из состава СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 и термометров стеклянных лабораторных ТЛ-4м серии «Labtex» – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

Интервал между поверками термометров стеклянных лабораторных ТЛ-4м серии «Labtex» – 24 месяца.

Примечание:

Поверку СИ, входящих в состав СИКН и предназначенных для измерений нескольких величин или имеющих несколько поддиапазонов измерений, но используемых для измерений меньшего числа величин или на меньшем числе поддиапазонов, допускается проводить в меньшем диапазоне измерений и для меньшего числа величин на основании письменного заявления владельца СИКН, оформленного в произвольной форме.

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 (контроль) 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 счетчиков-расходомеров массовых, входящих в состав СИКН, в требуемых диапазонах 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 метрологические характеристики 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, должен пройти обучение по методам проверки защиты программного обеспечения 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 нормативными 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 в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 1,2 до 2,9
Диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +30
Вязкость кинематическая нефти в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт), не более	40
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 850 до 950
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100

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

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (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 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством пользова-

теля в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- на передней панели ИВК в режиме индикации нажать клавиши «Статус», «Дисплей»;
- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) переместиться до конца списка;
- на экран ИВК выводится цифровой идентификатор ПО (цифровой идентификатор ПО должен соответствовать информации, указанной в описании типа).

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

- на 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 о идентификационном наименовании модуля ПО и его цифровой идентификатор.

7.3 Опробование

7.3.1 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.

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 (контроль) метрологических характеристик

7.4.1 Определение (контроль) метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН

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

Таблица 3 – СИ и их методики поверки

Наименование СИ	Документы
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF300 с измерительными преобразователями 2700 (далее – СРМ)	Документ «Инструкция. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management, Micro Motion Inc.». Методика поверки счетчиком-расходомером жидкости массовым Micro Motion CMF 300 эталонным II-го разряда», утвержденная ФГУП ВНИИР
	Документ «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки поверочной установкой «ВСП-М»
	Документ «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки»

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Документы
<p>Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 244 к датчикам температуры</p> <p>Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 644</p>	<p>МИ 2889-2004 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки»</p> <p>ГОСТ 8.461-82 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки»</p> <p>МИ 2470-2000 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы FISHER-ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки»</p> <p>Документ «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки», разработанный и утвержденный ВНИИМС, октябрь 2004 г.</p>
<p>Преобразователи давления измерительные 3051</p> <p>Измерительные преобразователи давления 3051 фирмы Fisher-Rosemount</p>	<p>МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»</p>
<p>Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – поточные влагомеры)</p>	<p>МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»</p>
<p>Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835</p>	<p>МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»</p>
<p>Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829</p>	<p>МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»</p> <p>МИ 2391-97 «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron Transducers» (Англия). Методика поверки»</p>
<p>Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97</p>	<p>Документ «Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» от 02.10.2001 г.</p>
<p>Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 производства фирмы «OMNI FLOW COMPUTERS, INC.», США (далее – ИВК)</p>	<p>Документ «Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 и их модификации OMNI-3000 PC, OMNY-3000/6000 NEMA-4 и OMNI-3000/6000 NEMA-7», утвержденный ФГУП ВНИИМС.</p> <p>МИ 3156-2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки»</p>
<p>Счетчик-расходомер жидкости массовый Micro Motion CMF 300 эталонный II-го разряда (далее – ЭСРМ)</p>	<p>Документ «ГСИ. Счетчик-расходомер жидкости массовый Micro Motion CMF 300 эталонный II-го разряда. Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИР.</p>
<p>Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4</p> <p>Термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4м серии «Labtex»</p>	<p>ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»</p>

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Документы
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти (δ_{MB} , %) 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 (δ_{MH} , %) вычисляют по формуле:

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

где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерении в лаборатории определяется по формуле (6), при измерении 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, %;

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле:

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

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

ρ_H^{XC} - плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %; при измерении 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_{XC} - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле:

$$W_{XC} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{XC}}{\rho_{XC}}, \quad (5)$$

φ_{XC} – 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 сходимость 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 ($\delta_{мн}$, %) с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

8 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и 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
(справочное)**

Протокол № _____

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: _____
Относительная влажность: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует)

Подтверждение соответствия программного обеспечения _____
(соответствует/не соответствует)

Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)

Определение (контроль) метрологических характеристик:

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

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

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____