

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
НЕФТЕПРОДУКТОВ № 747 ООО «НОВАТЭК-УСТЬ-ЛУГА»

Методика поверки

МП 0727-14-2018

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 нефтепродуктов № 747 ООО «Новатэк-Усть-Луга» (далее – СИКНП) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКНП – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (СИ), входящих в состав СИКНП, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4, установки поверочной трубопоршневой двунаправленной OGSB (далее – ТПУ) и установки поверочной FMD (далее – КП) – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев. Интервал между поверками ТПУ и КП – 24 месяца.

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 СИКНП	7.4.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов	7.4.2	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Основное средство поверки СИКНП

2.1.1 Эталон единицы объемного расхода (объема) жидкости 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510 - 2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости», обеспечивающий определение метрологических характеристик СИ объема и объемного расхода на каждой измерительной линии (ИЛ) СИКНП в требуемых диапазонах расхода.

2.2 При проведении поверки СИ в составе СИКНП применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНП, приведенных в таблицах 3 и 4 настоящей инструкции.

2.3 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 СИКНП проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации СИКНП 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 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 СИКНП должна содержаться в чистоте без следов нефтепродуктов 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 СИКНП осуществляется в условиях эксплуатации.

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

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

Соответствие характеристик нефтепродуктов значениям в таблице 2 проверяют по данным паспортов качества нефтепродуктов.

Таблица 2 – Характеристики СИКНП и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч: - тяжелая нефтя (ТН) - газовый конденсат стабильный (ГКС) - смесь легкой и тяжелой нефти (СЛТН) - легкая нефтя (ЛН) - газойль, дизельная фракция (ДФ), судовое маловязкое топливо (СМТ) - авиационное топливо (АТ) - судовое топливо (СТ) - компонент судового топлива (КСТ)	от 144 до 5790 от 132 до 5790 от 132 до 5790 от 132 до 5790 от 25 до 2900 от 155 до 3300 от 26 до 1785 от 26 до 1705
Диапазон избыточного давления нефтепродуктов, МПа	от 0 до 1,6
Диапазон температуры нефтепродуктов, °С: - ТН, ГКС, СЛТН, ЛН, газойль, ДФ, СМТ, АТ - СТ, КСТ	от -5 до +40 от +30 до +80
Плотность при 15 °С, кг/м³, не более - газойль - ДФ - СМТ - АТ - КСТ	860 845 890 840 991
Плотность при 20 °С, кг/м³, не более - ТН - ЛН - СТ - ГКС - СЛТН	797 751 975 722 702

6 Подготовка к поверке

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

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

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

7.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах СИКНП не должно быть механических повреждений, препятствующих проведению поверки;
- надписи и обозначение на компонентах СИКНП должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;
- СИ, входящие в состав СИКНП, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой поверки и (или) МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

СИКНП, 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 СИКНП сведениям, приведенным в описание типа на СИКНП.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКНП «RATE АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с его руководством пользователя.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-03 (далее - ИВК) проводят в соответствии с его руководством по эксплуатации.

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы и других сведений необходимо войти в «Основное меню», выбрать строку «Просмотр 2», в открывшемся окне выбрать пункт «Версия программы». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК.

7.3 Опробование

7.3.1 Опробуют СИКНП путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

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

7.3.2 Проверяют герметичность СИКНП.

Проверку герметичности СИКНП проводят согласно эксплуатационной документации на СИКНП. СИКНП считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКНП нет следов протечек нефтепродуктов или снижения давления.

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

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

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

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Документы
Преобразователи расхода жидкости турбинные геликоидные серии НТМ (модели НТМ10 и НТМ4) (далее – ТПР)	МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Счетчик (преобразователь) жидкости лопастной D _y 16” (модель М16) (далее – ЭПР)	МИ 3266-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода эталонные. Методика поверки»
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации CMFHC4 и CMF400) (далее – СРМ)	МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики – расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки или компакт-прувера и поточного преобразователя плотности» МИ 3381-2012 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики – расходомеры массовые. Методика поверки комплектом эталонного преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности»

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Документы
Датчики температуры 644	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г.
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 3144Р	МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработанная и утвержденная ВНИИМС, октябрь 2004 г.
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 в комплекте с преобразователями измерительными 3144Р	МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения В фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователи давления измерительные 3051 (модификация 3051TG и 3051CD)	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.
Преобразователи давления измерительные 3051S (модификация 3051S Classic)	Методика «Преобразователи давления измерительные 3051S. Методика поверки», разработанной и утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.12.02 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (модификация УДВН-1пм1)	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН. Методика поверки»
Расходомеры UFM 3030 (модификация UFM 3030K)	Инструкции «ГСИ. Расходомеры UFM3030. Методика поверки UFM3030 И1» и «ГСИ. Расходомеры UFM3030. Методика поверки UFM3030 И2», утвержденными ФГУП ВНИИР в августе 2008 г.
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB 1-го разряда (далее – ТПУ)	МИ 3155-2008 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика»
Установка поверочная FMD (модель FMD-090) (далее – КП)	МП 2550-0163-2011 «Установки поверочные FMD. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 03.03.2011 г.
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03 (далее – ИВК)	МИ 3311-2011 «Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03. Методика поверки»
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 16 июня 1999 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «Термометры жидкостные стеклянные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5ШО.283.421МП «Манометры, вакууметры и мановакууметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011 г.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы каждого нефтепродукта в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений принимают равными пределам допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта с помощью СРМ.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы каждого нефтепродукта при косвенном методе динамических измерений (δ_m , %) вычисляют по формуле

$$\delta_m = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_v – относительная погрешность измерений объема нефтепродукта, %;

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефтепродукта, %, определяется по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \cdot 100 \quad (2)$$

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности соответствующего нефтепродукта, кг/м³;

ρ_{\min} – минимальное значение плотности соответствующего нефтепродукта, кг/м³;

$\Delta T_p, \Delta T_v$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефтепродукта при измерениях его плотности и объема соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефтепродукта, 1/°С, определяют по Приложению А ГОСТ Р 8.595;

δ_N – относительная погрешность ИВК, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (3)$$

где T_v, T_p – температура нефтепродукта при измерениях его объема и плотности соответственно, °С.

Относительная погрешность измерений массы нефтепродуктов с применением СИКНП не должна превышать $\pm 0,25$ %.

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНП 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 СИКНП указывают диапазон измерений расхода каждого нефтепродукта и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНП.

8.2 При отрицательных результатах поверки СИКНП 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.