

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
(Росстандарт)
Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в
Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,
Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)



СЕРТИФИЦИРУЮ

Заместитель директора по метрологии
ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Р.О. Сулейманов

2017 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 546 ОАО «НАК «АКИ-ОТЫР»**

Методика поверки

Тюмень
2017

Разработана

ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Начальник отдела метрологического
обеспечения производства
Л.А. Каражова



Инженер по метрологии
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 546 ОАО «НАК «АКИ-ОТЪПР» (далее – СИКН), заводской №546.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

МХ - метрологические характеристики;

ПО - программное обеспечение;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ - средство измерений;

МПП - массовый преобразователь расхода;

ТПУ - установка трубопоршневая поверочная

1 Операции поверки

Операции поверки указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	+	+
Опробование	6.2	+	+
Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	6.3.1	+	+
Определение относительной погрешности массы нетто нефти	6.3.2	+	–

2 Средства поверки

2.1 Для поверки преобразователей массового расхода на месте эксплуатации применяется трубопоршневая поверочная установка не ниже 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002.

2.2 Средства измерений, входящие в состав СИКН, поверяются в соответствии с действующими на них методиками поверки.

3 Требования безопасности

3.1 Организация и производство работ проводится в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

– в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

– в области промышленной безопасности – Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97 г., (с изменениями), «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора №101 от 12.03.2013), руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденным Приказом № 784 от 27 декабря 2012 г., а также другими действующими отраслевыми НД;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г., (с изменениями), постановлением правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 «Правила противопожарного режима в РФ», СНиП 21.01-99 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 от 2002 г., НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектиро-

вания»; Федеральным законом № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены Приказом Минтруда России от 24.07.2013 №328н); Приказ Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 12.03.2014 г.; Федеральным законом № 89-ФЗ от 24 июня 1998 года «Об отходах производства и потребления» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 Помещение СИКН должно содержаться в чистоте, без следов нефти.

3.3 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрыво- и пожарной опасности по СП 12.13130 помещение блока технологического и помещение блока ТПУ относится к категории А, помещение блока аппаратурного – В4, по классу взрывоопасных зон по ПУЭ/ГОСТ 30852.9 помещение блока технологического и помещение блока ТПУ - к В-1а/класс 2, по категории и группе взрывоопасных смесей при их возможном образовании по ГОСТ Р 30852.11 и ГОСТ Р 30852.5 к ПА - Т3.

3.4 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений и размещенные во взрывоопасных зонах, должны иметь сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» или действующее Разрешение Ростехнадзора для применения на опасных производственных объектах.

3.5 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» (ПУЭ) VII-е издание».

3.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН и инструкции по видам работ.

4 Условия поверки

4.1 Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям, установленным в методиках поверки на СИ, входящих в состав СИКН.

4.2 Влияние внешних условий, таких как вибрация, тряска, электрические и магнитные поля и др., влияющие на работу средств измерений, должны отсутствовать.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка СИКН к проведению поверки производится в соответствии с требованиями документов:

– Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 546 ОАО «НАК «АКИ-ОТЫР»;

– техническая документация изготовителей средств измерений, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке соблюдают условия, установленные в методиках поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

– демонтаж средств измерений СИКН (при необходимости);

– установка и соединение с эталонными и вспомогательными СИ;

– проверяют заземление средств измерений, работающих под напряжением;

– проверяют герметичность (отсутствие протечек) системы;

– проводят установку нуля, конфигурирование сигналов (при необходимости).

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.2 Опробование

Опробование проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. При опробовании проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения метрологических характеристик. Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН.

6.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения.

При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие идентификационных данных (контрольной суммы, номера версии и идентификационного наименования) ПО указанным в описании типа.

Для просмотра идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС») необходимо: открыть на мониторе измерительно-вычислительного комплекса «ОКТОПУС» вкладку настройки, затем выбрать вкладку «Версия ПО» и в появившемся окне нажать вкладку «Расчёт CRC32».

Для просмотра идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места АРМ оператора «Rate» необходимо: На мнемосхеме СИКН 546 нажать вкладку «Версия» затем в появившемся окне нажать «Получить данные по библиотеке».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ОСТОПУС	АРМ оператора «Rate»
Идентификационное наименование ПО	«Formula.lib»	«RateCalc»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.01	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	7DB6BFFF	F0737B4F

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 1.

6.3 Определение погрешности средств измерений

6.3.1 Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН

Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300	МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики - расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности»

Продолжение таблицы 2

1	2
Измерительные преобразователи избыточного давления модели EJX	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
Измерительные преобразователи избыточного давления модели EJA	МИ 2596-2000 «Преобразователи давления измерительные EJA. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	«Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки ИМС УН.001.Дб», утвержденная ГЦИ СИ «ВНИИМ имени Д.И. Менделеева» 31.10.2003 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	РД 50-294-81 «Методические указания. Плотномерные. Методы и средства поверки» МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-96 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИР» 25.12.1995 г. МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Анализаторы серы рентгеноабсорбционные в потоке жидких углеводородов SPECTRO 682T-HP-EX	МИ 2446-97 «ГСИ Рекомендация. Анализаторы рентгенофлуоресцентные фирмы «ASOMA INSTRUMENTS Inc.» (США) серий ASOMA 200, ASOMA 300, ASOMA 400 и ASOMA 600. Методика поверки» МП 12-223-2006 «ГСИ. Анализаторы рентгенофлуоресцентные элементного состава «SPECTRO 600T » в потоке жидкостей и жидких углеводородов низкого давления (модификаций «SPECTRO 600T-L», «SPECTRO 682T-LP ») и анализаторы серы рентгеноабсорбционные « SPECTRO 682T-HP » в потоке жидких углеводородов, находящихся под давлением, фирмы «SPECTRO Analytical Instruments, Inc». Методика поверки », утвержденная ФГУП «УНИИМ » в мае 2006 г.
Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС»)	МП 0004-02-2012 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС»). Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 30.05.2012 г.

Результаты поверки считаются положительными, если средства измерений, указанные в таблице 2, имеют действующие свидетельства о поверке.

6.3.2 Определение относительной погрешности измерения массы нетто

6.3.2.1 На момент определения относительной погрешности измерения массы нетто все средства измерений, входящие в состав СИКН, должны быть поверены.

Результаты поверки средств измерений, входящих в состав СИКН, должны быть оформлены в соответствии с требованиями распространяющихся на них нормативных документов по поверке.

6.3.2.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\delta M_{БР}$, %, принимают равными пределам относительной погрешности МПР.

6.3.2.3 Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти $\delta M_{Н}$, %, рассчитываются по формуле:

$$\delta M_{Н} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{БР}^2 + \frac{\Delta W_{М.В}^2 + \Delta W_{М.П}^2 + \Delta W_{Х.С}^2}{\left(1 - \frac{W_{М.В} + W_{М.П} + W_{Х.С}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где $\Delta W_{М.В}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{М.П}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{Х.С}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$W_{М.В}$ – массовая доля воды в нефти, измеренная по ГОСТ 2477-65, %;

$W_{М.П}$ – массовая доля механических примесей в нефти, измеренная по ГОСТ 6370-83, %;

$W_{Х.С}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, рассчитанная по формуле:

$$W_{Х.С} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{Х.С}}{\rho} \quad (2)$$

где $\varphi_{Х.С}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, измеренная по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;

ρ – плотность нефти, измеренная по ГОСТ 3900-85 и приведенная к условиям измерения в ИЛ, кг/м³.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta = \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}} \quad (3)$$

где R и r – показатели воспроизводимости и повторяемости метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65, ГОСТ 6370-83 и ГОСТ 21534-76.

Абсолютную погрешность измерения массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta W_{Х.С}$, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{Х.С} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{Х.С}}{\rho} \quad (4)$$

где $\Delta \varphi_{Х.С}$ – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей, рассчитанная по формуле:

$$\Delta \varphi_{Х.С} = \frac{\sqrt{R_{Х.С}^2 - 0,5 \cdot r_{Х.С}^2}}{\sqrt{2}} \quad (5)$$

где $R_{Х.С}$ и $r_{Х.С}$ – воспроизводимость и повторяемость метода измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Результат проверки считается положительным, если значение относительной погрешности измерения массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Если результат поверки положительный, на СИКН оформляется свидетельство о поверке в соответствии с приложением 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815. На обратной стороне свидетельства указываются следующие данные:

- диапазон массового расхода по СИКН;
- рабочий диапазон давления измеряемой среды при эксплуатации СИКН;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений масса нетто нефти.

Примечание – нижняя и верхняя границы рабочего диапазона давлений при эксплуатации СИКН не должны отличаться более чем на 0,5 МПа от средних значений давления $P_{п}$, указанных в протоколах поверки МПР. При выходе рабочего давления в измерительных линиях за пределы, указанные в свидетельстве, внеочередная поверка обязательна.

7.2 Если результат поверки отрицательный, СИКН к эксплуатации не допускается, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с приложением 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

