

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»)

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по метрологии
ФБУ «Тюменский ЦСМ»
Р.О. Сулейманов
_____ 2016 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ
КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 555

Методика поверки

Тюмень
2016

Разработана

Two handwritten signatures in blue ink. The top signature is more complex and cursive, while the bottom one is simpler and more stylized.

ФБУ «Гюменский ЦСМ»

Начальник отдела МОП
Л.А. Каражова

Инженер по метрологии 2 категории
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 555, заводской номер 01.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

АРМ оператора – автоматизированное рабочее место оператора;

МХ - метрологические характеристики;

ПО - программное обеспечение;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ - средства измерений;

ТПУ - установка трубопоршневая поверочная;

ТПР – турбинный преобразователь расхода.

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 расхода жидкости турбинных 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 проектирования»;

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 30852.9-2002 помещение блока технологического и помещение блока ТПУ - к В-1а/класс 2, по категории и группе взрывоопасных смесей при их возможном образовании по ГОСТ 30852.11-2002 и ГОСТ 30852.5-2002 к IIА - ТЗ.

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:

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,21 до 2,50
Диапазон температуры нефти, °С	от плюс 5 до плюс 50
Диапазон плотности нефти при температуре 20 °С, кг/м ³	от 750 до 950
Кинематическая вязкость нефти в рабочем диапазоне температур, мм ² /с	100
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	
Температура окружающего воздуха:	не допускается
– для первичных измерительных преобразователей, °С	от плюс 5 до плюс 27
– для ИВК и АРМ оператора, °С	от плюс 5 до плюс 25
Параметры электрического питания:	
– напряжение питания переменного тока, В	(220/380) ^{+10%} / _{-15%}
– частота переменного тока, Гц	(50 ± 1)

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 СИКН № 555 Приемо-сдаточный пункт;
- 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 номера версии и идентификационного наименования ПО, указанного в описании типа.

Идентификационные данные ПО ИВК Fmc² отображаются на дисплее.

Для просмотра идентификационных данных ПО «Rate оператора УУН» необходимо выбрать команду **Получить данные по библиотеке** в меню **О программе**.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ПО «Rate оператора УУН»	ПО ИВК Fmc ² (БИК)	ПО ИВК Fmc ² (ИЛ)
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	–	–
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.4.1.1	04.58:63b.07.58	04.58:62b.07.58
Цифровой идентификатор ПО	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 2.

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 3.

Таблица 3 – Перечень НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
Преобразователи расхода жидкости турбинные Smith Sentry	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	
Преобразователи расхода жидкости турбинные Smith Meter серии MVTM	
Преобразователи жидкости турбинные НТМ08	
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки» утвержденная ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 г.
Преобразователи давления измерительные 3051	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2010 г. МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утвержденная ФБУ «Челябинский ЦСМ» в феврале 2015 г. МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи измерительные АТТ 2100	МП 2411-0029-2008 «Преобразователи измерительные АТТ 2100. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в ноябре 2008 г.
Преобразователи измерительные Rosemount 644	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки» утвержденная ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователя сопротивления из платины меди и никеля. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68	
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МП 0309-6-2015 «Инструкция ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.

Продолжение таблицы 3

1	2
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные Fmc ²	МП 2550-0252-2014 «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный Fmc ² . Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 11.08.2014 г.

Результаты поверки считаются положительными, если средства измерений указанные в таблице 3 имеют действующие свидетельства о поверке и опломбированы согласно МИ 3002-2006.

Средства измерений, не участвующие в определении массы нефти, или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке в соответствии с действующими НД.

6.3.2 Определение относительной погрешности измерения массы брутто нефти

6.3.2.1 На момент определения относительной погрешности измерения массы брутто нефти 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 Относительная погрешность измерения массы брутто определяется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.595-2004.

$$\delta M_{\text{БР}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \Delta t_V^2 + \delta_N^2} \quad (1)$$

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема нефти с помощью ТПР, %;

δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности измерения плотности нефти, %;

$\Delta t_V, \Delta t_p$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры нефти при измерении объема и плотности соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефти в рабочем диапазоне плотности, °С⁻¹;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2\beta t_V}{1 + 2\beta t_p} \quad (2)$$

где t_V, t_p – температура нефти при измерении объема и плотности соответственно, °С.

Результат поверки считают положительным, если числовое значение относительной погрешности измерения массы брутто не превышает $\pm 0,25\%$.

6.3.3 Определение относительной погрешности измерения массы нетто нефти

6.3.3.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\delta M_{\text{БР}}$, %, принимают равными $\pm 0,25\%$.

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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{БР}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_{МВ} + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

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

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

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

$W_{МВ}$ – массовая доля воды в нефти, измеренная по ГОСТ 2477;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, измеренная по ГОСТ 6370, %;

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

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho} \quad (4)$$

где $\varphi_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, измеренная по ГОСТ 21534, мг/дм³;

ρ – плотность нефти, измеренная по ГОСТ 3900 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:

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

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

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

Результаты поверки считают положительным, если пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нетто не превышают $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Если результат поверки положителен, 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 расходов по СИКН;
- предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- предел допускаемой относительной погрешности измерений масса нетто нефти.

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.

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

	Изменение	
	измененных	Номера страниц
	замененных	
	новых	
	аннулиро- ванных	
	Всего листов (страниц) в докумен- та	
	№ документа	
	Входящий № сопро- водительного доку- мента и дата	
	Подпись	
	Дата	