

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 № 558
НГДУ «ТАЛАКАНЕФТЬ»**

Методика поверки

Тюмень
2016

Разработана



ФБУ «Тюменский 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 № 558 НГДУ «Талаканнефть», 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 турбинных преобразователей 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, в котором установлен технологическая часть СИКН относится к категории А, помещение аппаратурной относится к категории В4, по классу взрывоопасных зон по ПУЭ/ГОСТ 30852.9-2002 помещение СИКН 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 ПА - 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 0,2 до 1,6
Диапазон температуры нефти, °С	от плюс 5 до плюс 50
Диапазон плотности нефти, при температуре плюс 20 °С, кг/м ³	830,1 до 870,0
Массовая доля воды в нефти, %, не более	1
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Температура окружающего воздуха:	
– для первичных измерительных преобразователей, °С	от плюс 5 до плюс 25
– 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 № 558 НГДУ «Талаканнефть»;

– 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
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	–
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.4.1.1	04.61:64b.07.63
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
Преобразователь расхода жидкости турбинный MVТМ	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Преобразователи расхода турбинные НТМ08	
Датчики температуры 3144Р	«Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.
Преобразователи измерительные Rosemount 3144Р	Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработанная и утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2004 г. 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки» утвержденная ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователя сопротивления из платины меди и никеля. Методика поверки»
Датчик давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки» утвержденная ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 г.
Преобразователь давления измерительный 3051	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г. МП 4212-021-2015 Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки. МИ 1997-89 Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Манометр деформационный с трубчатой пружиной серии 2, модель 2.232.34	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
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.
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Комплекс измерительно-вычислительный 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 объёма 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 объёма и плотности соответственно, °С;

β – коэффициент объёмного 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 объёма и плотности соответственно, °С.

Результат поверки считают положительным, если 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:

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

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

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

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

$W_{\text{МВ}}$ – массовая доля воды в нефти, измеренная по ГОСТ 2477-65;

$W_{\text{МП}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, измеренная по ГОСТ 6370-83, %;

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

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

где $\varphi_{\text{ХС}}$ – 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:

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

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 № сопроводительного документа и дата	
	Подпись	
	Дата	