

**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 № 1505**

**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 № 1505, заводской номер 159.

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;

МПР – массовый преобразователь расхода;

МХ - метрологические характеристики;

ПО - программное обеспечение;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ - средства измерений;

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 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 0,142 до 1,6
Диапазон температуры нефти, °С	от плюс 5 до плюс 40
Диапазон плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 920
Массовая доля воды в нефти, %, не более	1
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Температура окружающего воздуха:	
– 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) <sup>+10%</sup> <sub>-15%</sub>
– 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 № 1505 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.

Для просмотра идентификационных данных ПО ИМЦ-07 необходимо выбрать меню **Основные параметры** → **Просмотр** → **О программе**.

Для просмотра идентификационных данных ПО «Форвард» необходимо выбрать меню **О программе**.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ПО «Форвард»			ПО ИМЦ-07
	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.exe
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	7A70F3CC

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
1	2
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 300	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с преобразователем плотности»; МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности»
Преобразователь измерительный Rosemount 644	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки» утвержденная ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователя сопротивления из платины меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователь давления измерительный 3051	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.
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.
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	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»; МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Измерительно-вычислительный комплекс «ИМЦ-07»	МИ 3395-2013 «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 15.04.2013 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 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.

6.3.3 Определение относительной погрешности измерения массы нетто нефти

6.3.3.1 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.

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

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

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

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:

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

где  $\varphi_{ХС}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, измеренная по ГОСТ 21534, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho$  – плотность нефти, измеренная по ГОСТ 3900 и приведенная к условиям измерения в ИЛ, кг/м<sup>3</sup>.

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

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

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 испытания 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	
аннулированных		
	Всего листов (страниц) в документа	
	№ документа	
	Входящий № сопроводительного документа и дата	
	Подпись	
	Дата	