

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

« 25 » ноября 2016 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 562 ПСП «ДЕМЬЯНСКОЕ»
ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»

Методика поверки

Тюмень
2016

Разработана

ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Начальник отдела МОП
Л.А. Каражова



Инженер по метрологии 2 категории
отдела МОП
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 562 ПСП «Демьянское» ООО «РН-Уватнефтегаз», заводской номер 32.00.000.00.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место оператора;

ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;

МХ - метрологические характеристики;

ПО - программное обеспечение;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ - средства измерений;

МПР - массовый 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 брутто нефти	6.3.2	+	+
Определение относительной погрешности массы нетто нефти	6.3.3	+	+

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 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) (с изменениями); 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 аппаратного – 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 - 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 0,25 до 4,0
Диапазон температуры нефти, °С	от плюс 10 до плюс 40
Диапазон плотности нефти при 20 °С, кг/м ³	от 870,1 до 895,0
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля серы, %	от 0,61 до 1,80
Температура окружающего воздуха:	
– для первичных измерительных преобразователей, °С	от плюс 5 до плюс 30
– для ИВК и АРМ оператора, °С	от плюс 5 до плюс 35
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 № 562;
- 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.

Номер версии ПО ИВК «ИМЦ-03» отображается в левом верхнем углу дисплея ИВК.

Идентификация ПО «АРМ-Вектор» осуществляется путем выполнения команды **ОПРЕДЕЛИТЬ** в меню **?**, находящемся в правом верхнем углу окна АРМ.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «ИМЦ-03»	«АРМ Вектор»
Идентификационное наименование ПО	ИМЦ-03	Genesis 32V7-1500
Номер версии (идентификационный номер) ПО	B21.05	7.1.118
Цифровой идентификатор ПО	-	P141836048

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 документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень документов на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 400	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с преобразователем плотности»; МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и точным преобразователем плотности» «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 25.07.2010 г. «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051TG	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 08 февраля 2010 г.
Преобразователи измерительные 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2004 г.
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835B	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователь вязкости жидкости измерительный 7827	МИ 3302-2010 «Рекомендация ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Анализатор серы рентгеноабсорбционный «СПЕКТРО 682Т-НР» в потоке жидких углеводородов находящихся под давлением	МП 12-223-2006 «ГСП. «Анализаторы рентгенофлуоресцентные элементного состава «СПЕКТРО 600Т» в потоке жидкостей и жидких углеводородов низкого давления (модификаций «СПЕКТРО 600Т-L», «СПЕКТРО 682Т-LP») и анализаторы серы рентгеноабсорбционные «СПЕКТРО 682Т-НР» в потоке жидких углеводородов, находящихся под давлением, фирмы «СПЕКТРО Analytical Instruments, Inc». Методика поверки» утвержденная ФГУП «УНИИМ» в мае 2006 г.
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	«Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03». Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИР»
Примечание –	Допускается применение других нормативных документов по поверке указанных средств измерений, обеспечивающих установленные требования к погрешности СИКН.

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

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 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/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:

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

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;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы 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.

	Изменение	
	измененных	Номера страниц
	замененных	
	новых	
	аннулированных	
Всего листов (страниц) в документе		
№ документа		
Входящий № сопроводительного документа и дата		
Подпись		
Дата		

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ