

1

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию



А.С. Тайбинский

« 23 » декабря 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ


Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти
«СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга»

Методика поверки

МП 0506-14-2016

Начальник НИО-14


Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга» (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1 разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

2.2 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки средств измерений (СИ), входящих в состав системы, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ (ред. 03.07.2016 г. с изменениями и дополнения, вступившими в силу с 03.10.2016 г.);

- в области промышленной безопасности – Федеральным законом от 21.07.97 г. № 116-ФЗ (ред. 02.06.2016 г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101 (ред. 12.01.2015 г.) «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ от 27.12. 2012 г. № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»);

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ (ред. 23.06.2016 г.) «О пожарной безопасности», Федеральный закон Российской Федерации

от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 г. № 390 (ред. 06.04.2016 г.) «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21-01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены Приказом Минтруда России от 24.07.2013 г. № 328н (ред. 19.02.2016 г.) «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»), Приказ Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Об охране окружающей среды», Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Об отходах производства и потребления».

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики системы и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие параметров измеряемой среды, указанных в таблице 2, проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 2 – Характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, м ³ /ч	от 700 до 8000
Избыточное давление измеряемой среды, МПа:	
– минимально допустимое	0,3
– рабочее	от 1,0 до 4,1
– максимально допустимое	5,5
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
– в рабочем режиме	0,2
– в режиме поверки и контроля метрологических характеристик	0,4
Параметры измеряемой среды	
Температура измеряемой среды, °С	от +8,0 до +32,0
Плотность измеряемой среды, кг/м ³ :	
– при минимальной в течение года температуре измеряемой среды	от 875,0 до 890,0
– при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	от 850,0 до 877,0
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 18,0 до 60,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 25 до 100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,0147

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, НД на методики поверки СИ и эксплуатационной документацией на СИ, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящие в состав системы, эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы.

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Руководство оператора. Нефть, нефтепродукты. Преобразователи объемного расхода. РХ.342.03.01.000 РО».

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК необходимо в меню «Основное меню» выбрать пункт «Просмотр 2». В меню «Просмотр 2» выбрать пункт «Версия программы». На экране появится окно с идентификационными данными ПО ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Rate АРМ оператора УУН».

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора системы необходимо в главном окне программы нажать вкладку «Версия». В открывшемся окне нажать вкладку «Получить данные по библиотеке». На экране появится окно с идентификационными данными ПО АРМ оператора.

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

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

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на методику поверку СИ, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC-5 (далее – УЗР)	Документ «ГСИ. Счетчики ультразвуковые ALTOSONIC-5 фирмы «KROHNE ALTOMETER», Нидерланды. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 18.03.1999 г.; МИ 3265-2010 «Рекомендация. ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки на месте эксплуатации»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 244 к датчикам температуры и преобразователями измерительными 3144 к датчикам температуры	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки»; МИ 2470-2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы «Fisher-Rosemount», США. Методика периодической поверки»; МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
ИВК	МИ 2587-2005 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97	Документ «Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 02.10.2001 г.

СИ, не участвующие в определении массы нефти или, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, допускается калибровать не реже одного раза в год в соответствии с действующими НД.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой.

Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при косвенном методе динамических измерений и измерении объема нефти с применением УЗР и плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера проводят по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \times (\delta_p^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_p^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти с применением УЗР, %;

G – коэффициент, вычисляется по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_p}, \quad (2)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$ (Приложение А ГОСТ Р 8.595);

T_p, T_V – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно, $^\circ\text{C}$;

δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера, %, вычисляется по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \times 100 \quad (3)$$

где $\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, ареометра или лабораторного плотномера, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\Delta T_p, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры T_p, T_V , $^\circ\text{C}$;

δN – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислениях массы брутто нефти, %.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системой не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (7);

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляется по формуле (7);

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляется по формуле (7);

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³.

W_B – массовая доля воды в нефти, %, определенная в лаборатории;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляется по формуле

$$W_{XC} = \frac{0,1 \times \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (6)$$

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системой не должна превышать $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме Приложения 1 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измерений объемного расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.