

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
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«28» СЕНТЯБРЯ 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 913
ЛПДС «КОНДА» ФИЛИАЛА УРАЙСКОЕ УМН АО «ТРАНСНЕФТЬ-СИБИРЬ»

Методика поверки

МП 0201-14-2014
с изменением № 1

Начальник НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Фролов Э.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 913 ЛПДС «Конда» филиала Урайское УМН АО «Транснефть-Сибирь» (далее - система) с заводским № 913 и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодических поверок при эксплуатации.

Первичная и периодическая поверка системы и средств измерений (СИ), входящих в состав системы выполняется согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказу Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Поверка системы проводится на месте ее эксплуатации. Поверку системы допускается проводить в меньшем диапазоне измерений расхода нефти, чем указано в описании типа на систему.

На основании письменного заявления владельца системы допускается проводить периодическую поверку СИ, предназначенных для измерений параметров измеряемой среды в ограниченном диапазоне измерений.

При поверке СИ в ограниченном диапазоне измерений соответствующая запись должна быть сделана в свидетельстве о поверке и (или) в паспорте (формуляре) СИ.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками СИ из состава системы, за исключением термометров лабораторных стеклянных с взаимозаменяемыми конусами типа КШ 14/23 и термометров стеклянных ASTM модификации АСТМ 63С – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров лабораторных стеклянных с взаимозаменяемыми конусами типа КШ 14/23 – 36 месяцев.

Интервал между поверками термометров стеклянных ASTM модификации АСТМ 63С – 24 месяца.

Интервал между калибровками расходомера ультразвукового UFM 3030, установленного в БИК, составляет не реже 1 раза в год.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	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-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости», верхний предел диапазона измерений расхода не менее 1800 м³/ч.

2.2 При проведении поверки СИ в составе системы применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав системы и приведенных в таблице 3 настоящей методики поверки.

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

(Измененная редакция, Изм. № 1)

3. Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», введенные в действие Приказом от 12.03.2013 г. № 101 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (с изменениями на 12 января 2015 года);

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г. «О пожарной безопасности» (с изменениями на 29 июля 2018 года), «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 г. № 390 (с изменениями на 30 декабря 2017 г.), СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» (с изменением № 1, 2);

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (с изменениями на 19 февраля 2016 года), «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» от 13 января 2003 года № 6;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 года (с изменениями на 31 декабря 2017 года) и другими действующими законодательными актами на территории РФ, а также другими действующими отраслевыми документами;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации.

4. Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов 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 значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 380 до 8000
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление измеряемой среды (максимально допустимое), МПа	От 0,7 до 2,5
Избыточное давление измеряемой среды (рабочее), МПа	От 0,85 до 1,6
Температура измеряемой среды, °С	От +1 до +25
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочих условиях, сСт	От 8 до 24
Плотность измеряемой среды, кг/м ³ :	
- при минимальной в течение года температуре нефти	865
- при максимальной в течение года температуре нефти	840
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,004
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	50
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный

(Измененная редакция, Изм. № 1)

5. Подготовка к поверке

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

6. Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

6.2.1 Определение идентификационных данных программного обеспечения (ПО) комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 проводят в соответствии с руководством оператора в следующей последовательности:

- а) включить питание, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню выбрать пункт меню «Основные параметры»;
- г) выбрать пункт меню «Просмотр»;
- д) выбрать пункт меню «О программе», на экране появится диалоговое окно с инфор-

мацией о ПО.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО «ФОРВАРД» проводят в соответствии с руководством пользователем в следующей последовательности:

а) в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, выбрать пункт меню «О программе»;

б) нажать кнопку «Модули», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

Полученные результаты идентификации ПО системы должны соответствовать данным, указанным в описании типа на систему.

В случае, если идентификационные данные ПО системы не соответствуют данным указанным в описании типа на систему, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО системы.

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

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

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с документами на 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.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	Документы
Преобразователи расхода жидкости турбинные серии Sentry с Ду 10" (далее - ТПР)	МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные FCX-A/C, модификации FNG	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее - ВН)	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователь давления измерительный EJX	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 2051 (предназначенные для измерений разности давления)	МИ 4212-025-2013 «Преобразователи давления измерительные 2051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	Документы
Преобразователи измерительные Rosemount 644 в комплекте с термомпреобразователями сопротивления платиновыми 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термомпреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» Документ 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 63144Р. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г. МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее - ПП)	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2009 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	МИ 3001-2006 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы Solatron Mobrey Limited. Методика поверки в динамическом режиме» МИ 3119-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Термометры лабораторные стеклянные с взаимозаменяемыми конусами типа КШ 14/23, термометры стеклянные ASTM модификации АСТМ 63С	ГОСТ 8.279 - 78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ, манометры для точных измерений типа МТИ, манометры избыточного давления показывающие МП-У	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Устройство измерения параметров жидкости и газа модели 7951	«Рекомендация. ГСИ. Вычислители расхода моделей 7950, 7951, 7955 фирмы «MOBREY MEASUREMENT» Великобритания. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМ» 16 ноября 2006 г.
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее - ИВК)	МИ 3395-2013 «ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки»
Блок обработки данных Vega-03 (далее - БОД)	В соответствии с разделом «Поверка блока» документа «Блок обработки данных «Vega-03». Руководство по эксплуатации 407213.00.00.000 РЭ, согласованным с ГЦИ СИ ВНИИР 27 октября 2000 г.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке в соответствии с документами, приведенными в таблице 4.

Таблица 4

Наименование СИ	Документы
Расходомер ультразвуковой UFM 3030 (предназначен для измерений расхода в блоке измерений показателей качества)	МК 0001-14-2015 «Методика калибровки преобразователей расхода жидкостей в составе блоков измерений показателей качества нефти (нефтепродуктов)»

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой $\delta M_{\text{БР}}$, %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», по формуле

а) с помощью ТПР, ПП и ИВК

$$\delta M_{\text{БР}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \cdot \Delta t_p^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta t_v^2 + \delta N_{\text{ИВК}}^2}, \quad (1)$$

где δV – относительная погрешность измерений объема нефти ТПР, % (из свидетельства о поверке);

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти ПП, %, вычисляется по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\text{min}}} \times 100 \quad (2)$$

$\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП или погрешность измерений плотности ареометром из свидетельства об аттестации методики измерений плотности нефти ареометром в лаборатории, кг/м^3 ;

ρ_{min} – минимальное значение плотности нефти из диапазона системы, кг/м^3 ;

$\Delta t_p, \Delta t_v$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, $^{\circ}\text{C}$;

β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^{\circ}\text{C}$ (определяется по таблице 5);

$\delta N_{\text{ИВК}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_v}{1 + 2 \times \beta \times T_p}, \quad (3)$$

где T_p, T_v – температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, $^{\circ}\text{C}$.

Таблица 5

ρ , кг/м^3	β , $1/^{\circ}\text{C}$	ρ , кг/м^3	β , $1/^{\circ}\text{C}$	ρ , кг/м^3	β , $1/^{\circ}\text{C}$
840,0 – 849,9	0,00084	850,0 – 859,9	0,00081	860,0 – 869,9	0,00079

б) с помощью ТПР, БОД и по результатам измерений плотности нефти в лаборатории, приведенной к условиям измерений объема по 5.8.4 ГОСТ Р 8.595

$$\delta M_{BP} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho^2 + \delta t_{vp}^2 + \delta N_{БOD}^2}, \quad (4)$$

- где $\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти в лаборатории, %;
- $\delta N_{БOD}$ – пределы допускаемой относительной погрешности БОД, %;
- δt_{vp} – составляющая относительной погрешности измерений массы брутто нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температуры T_p , T_v , %, вычисляется по формуле

$$\delta t_{vp} = \pm \left[\frac{\beta \times 100}{1 + \beta \times (t_p - t_v)} \right] \times \sqrt{\Delta t_p^2 + \Delta t_v^2}, \quad (5)$$

- где $\Delta t_p, \Delta t_v$ – абсолютные погрешности измерений температуры t_p, t_v , °С.

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 , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1} \right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100} \right)^2}}, \quad (6)$$

- где δM_B – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти в лаборатории вычисляется по формуле

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

- R_{XC}, r_{XC} – воспроизводимость и сходимости метода определения массовой доли воды, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{XC}}, \quad (8)$$

- $\Delta \varphi_{XC}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³ (г/м³), вычисляются по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

- $\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (10)$$

$R_{ХС}, R_{МП}$ – воспроизводимость методов определения массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

$r_{ХС}, r_{МП}$ – сходимости методов определения массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370;

W_B – массовая доля воды в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_B = \varphi_B \times \frac{\rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (11)$$

φ_B – значение объемной доли воды в нефти, измеренное ВН, %;

ρ_{φ_B} – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

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

$$W_{ХС} = 0,1 \times \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_{\varphi_{ХС}}}, \quad (12)$$

$\varphi_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ (г/м³);

$\rho_{\varphi_{ХС}}$ – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м³;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

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 в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – Порядок проведения поверки СИ).

7.2 На лицевой стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измерений расхода системы, определяющийся значениями минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают минимальный расход того ТПР, у которого расход среди всех рабочих ТПР наименьший (согласно свидетельствам об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов ТПР, установленных на рабочих измерительных линиях системы (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно меньше.

7.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто (нетто) нефти, знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.4 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 Порядка проведения поверки СИ.

(Измененная редакция, Изм. № 1)