

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

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

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ФГУП «ВНИИР»

А.С. Тайбинский

«18» июля 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 407
НА ЛПДС «ЛОПАТИНО» АО «ТРАНСНЕФТЬ - ДРУЖБА»

Методика поверки

МП 0315-14-2015

с изменением №1

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 407 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть - Дружба» (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций между АО «Транснефть - Дружба» и АО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» (АО «КНПЗ»), и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

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 документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

(Измененная редакция. Изменение № 1)

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1 разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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» (установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (далее – ТПУ)) с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки счетчиков нефти турбинных «МИГ-250», входящих в состав системы, в рабочем диапазоне измерений.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

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

(Измененная редакция. Изменение № 1)

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые нормативные документы (НД);

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

- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

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

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

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	4 (три рабочих, одна контрольно - резервная)
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 285 до 1900
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Давление измеряемой среды, МПа,	От 0,2 до 1,6
Температура измеряемой среды, °С	от 3 до 35
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» (с изм. №1 от 2006)
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 800 до 900
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 6 до 35
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и НД 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 Проверка идентификационных данных ПО

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- включить питание ИВК;
- на передней панели ИВК, в режиме индикации, нажать клавиши «Статус», «Дисплей»;
- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) переместится до конца списка;

- на экран ИВК выводится контрольная сумма ПО (контрольная сумма ПО, должна соответствовать контрольной сумме указанной в описании типа системы).

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО «RATE АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя на «Программный комплекс «Rate АРМ оператора УУН» для системы измерений количества и показателей качества нефти №407 в следующей последовательности:

- в верхней части экрана нажать на кнопку «Версия», откроется меню «О программе»;
- в диалоговом окне «О программе» нажать кнопку «Получить данные по библиотеке»;
- в диалоговом окне «О программе» отобразится контрольная сумма метрологически значимой библиотеки, которую необходимо сравнить с данными, приведенными в описании типа на систему.

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 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 поверку СИ, входящих в состав системы.

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

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 НД, приведенными в таблице 3 или другими действующими НД, утвержденными в установленном порядке.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Счетчик нефти турбинный «МИГ-250» (далее – ТТР)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Преобразователь объема жидкости поплавковой Smith Meter (далее - ТТР)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2009 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки» МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	НД
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-96 «ГСИ. Влагомеры товарные нефти типа УДВН. Методика поверки» МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН-1пм. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644, 3144Р	«Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р фирмы Rosemount. Методика поверки» МИ 2672-05 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС – R»
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки»
Термопреобразователь сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» МИ 2672-05 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС – R»
Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	«Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820. Методика поверки» МИ 2672-05 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС – R»
Термопреобразователь сопротивления серии 90	МП 68302-17 «Термопреобразователи сопротивления серии 90. Методика поверки»
Преобразователь давления измерительный EJX	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки»
Преобразователь давления измерительный EJA	МИ 2596-00 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJA. Методика поверки» «ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJA. Методика поверки»
Преобразователь давления измерительный 2088	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	«Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки»

Окончание таблицы 3

Контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000 (далее – ИВК)	«ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти ОАО «МН «Дружба». Методика поверки» «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI 3000/6000. Методика поверки» МИ 3156-2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки»
Контроллер программируемый логический PLC Modicon	МП-2203-0076-2007 «Контроллеры программируемые логические PLC Modicon. Методика поверки»
Преобразователи измерительные (барьер искрозащиты) серии μ Z600 модели μ Z631	«Преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600. Методика поверки»
Преобразователи измерительные (барьер искрозащиты) серии μ Z600 модели μ Z631	«Измерительные преобразователи (барьеры искрозащиты) серии μ Z600 фирмы Pepperl+Fuchs Elcon s.r.l., Италия. Методика поверки»
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Термометр лабораторный стеклянный с взаимозаменяемым конусом	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометр для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометр показывающий для точных измерений типа МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометр показывающий для точных измерений типа МПТИ	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»
Манометры ФТ, модели МТИф	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
ТПУ	МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»
Расходомер UFM 3030K	«ГСИ. Расходомеры UFM 3030. Методика поверки UFM 3030 И2»

При отсутствии методики калибровки допускается проводить калибровку по методике поверки.

(Измененная редакция. Изменение № 1)

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность системы при измерении массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности при измерении массы нефти с помощью ТПР и плотномера с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы нефти ИВК и вычисляют по формуле:

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 10^4 \Delta T_\rho^2) + \beta^2 10^4 \Delta T_v^2 + \delta N^2} \quad (1)$$

- где δV - относительная погрешность измерений объема продукта, %.
За δV принимают относительную погрешность ТПР, если сумма остальных составляющих погрешностей измерений нефти является несущественной в соответствии с ГОСТ 8.009-84(2003) «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»
- $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности продукта, %.
- $\Delta T_\rho, \Delta T_v$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, °C.
- β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C (приложение А, ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»).
- δN - предел допускаемой относительной погрешности ИВК (из свидетельства о поверке).
- G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta T_v}{1 + 2\beta T_\rho} \quad (2)$$

где T_v, T_ρ - температура нефти при измерениях его объема и плотности, °C.

6.5.2.2 Относительная погрешность при измерении массы брутто нефти $\delta M_{бр}$, %, не должна превышать: $\pm 0,25$ % (по рабочей и контрольно-резервной линии применяемой в качестве резервной) и $\pm 0,20$ % (по контрольно-резервной линии применяемой в качестве контрольной).

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{хс}^2}{\left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

- где $\Delta W_{мв}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в системе, %;
- $\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в системе, %;
- $\Delta W_{хс}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в

системе, %;

$W_{\text{мв}}$ - максимальное значение массовой доли воды в системе, %;

$W_{\text{мп}}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей в системе, %;

$W_{\text{хс}}$ - максимальное значение массовой доли хлористых солей в системе, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

6.5.3.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти δM_n 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 Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

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

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме приложения 2 Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».