

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходометрии»
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Директор ФГУП «ВНИИР»

В.Г. Соловьев

17 декабря 2015 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 433
ЛПДС «Ярославль» Ярославского РНУ ООО «Транснефть - Балтика»

Методика поверки

МП 0363-14-2015

к.р. 63579-16 .

Казань
2015

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 433 ЛПДС «Ярославль» Ярославского РНУ ООО «Транснефть - Балтика» (далее – система), и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Поверку системы осуществляют только аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственные региональные центры метрологии (ГРЦМ) или государственные научные метрологические институты (ГНМИ) Росстандарта.

Поверку (калибровку) средств измерений (СИ) из состава системы осуществляют ГРЦМ или ГНМИ Росстандарта, а также юридические лица и индивидуальные предприниматели, аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) СИ из состава системы, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
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

2 Средства поверки

2.1 Основные средства поверки системы

2.1.1 Установки поверочные трубопоршневые двунаправленные (далее – ТПУ), максимальный объемный расход нефти через ТПУ 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

2.1.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 4,0 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10⁻⁴ %, в диапазоне от 1,0 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10⁸ имп.

2.2 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав системы, кроме основных, применяют средства поверки, указанные в нормативных документах на методики поверки, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 При осуществлении калибровки СИ, входящих в состав системы, применяют средства калибровки, указанные в нормативных документах на методики поверки (калибровки), приведенных в таблице 4 настоящей инструкции.

2.4 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки (калибровки) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в нормативных документах, приведенных в таблицах 3 и 4 настоящей инструкции.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области промышленной безопасности – Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101); Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Ростехнадзора от 27 декабря 2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые НД;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21 декабря 1994 «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ; Федеральный закон от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» № 123-ФЗ; «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390); СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 от 2002 г.; НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» (приказ Минэнерго Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 6); «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (приказ Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н);

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 10.01.2002 «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ; Федеральный закон от 24.06.1998 «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ и и другие действующие законодательные акты на территории Российской Федерации.

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

4 Условия поверки

Поверка системы осуществляется на месте её эксплуатации.

При проведении поверки соблюдают условия, приведенные в НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики (показатели) 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.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики (показатели) системы и измеряемой среды

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Количество измерительных линий, шт.	5 (четыре рабочих и одна контрольно-резервная)
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч: - при учёте нефти, поступающей в ООО «Транснефть - Балтика» от АО «Транснефть Верхняя Волга» по отводу МН «Сургут-Полоцк» на ЛПДС «Ярославль» - при сдаче нефти на ОАО «Славнефть -ЯНОС»	от 350 до 4800 от 350 до 1600
Пределы допускаемой относительной погрешности: - при измерении массы брутто рабочей среды, % - при измерении массы нетто рабочей среды, %	± 0,25 ± 0,35
Давление рабочей среды в системы, МПа	от 0,22 до 1,6
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа: - в рабочем режиме, не более - в режиме поверки/КМХ, не более	0,2 0,4
Диапазон изменений температуры рабочей среды, °С	от 5,0 до 30,0
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность рабочей среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 850 до 890
Кинематическая вязкость рабочей среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 9,0 до 100,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре рабочей среды, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,03
Содержание парафина, %, не более	15,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	33,0
Массовая доля серы, %, не более	2,0
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	9,0
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы	непрерывный
Режим управления: - запорной арматурой блока измерительных линий - регуляторами расхода	- автоматизированный - автоматический
Электроснабжение	(380±38) В, 3-х фазное, (50±0,5) Гц (220±22) В, однофазное, (50±0,5) Гц

5 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на средства измерений, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на средства измерений, приведенные в таблице 4 настоящей инструкции, а также эксплуатационно-технической документации на систему и СИ, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

6.2.1 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) 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 информацией о ПО.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «Форвард «Pro» проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- а) в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора 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 не соответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данные ПО системы.

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 таблицах 3 и 4.

СИ, участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат поверке в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода турбинные НТМ 10 (далее – ТТР)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки». МИ 3380-12 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».
Счётчик-расходомер камерный РД (далее – ТТР)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки». ГОСТ 8.451-81 «ГСИ. Счетчики жидкости камерные. Методы и средства поверки». «Инструкция. ГСИ. Счетчики жидкости камерные РД (модификации РД Flowpet-EG, РД ULTRA UF II). Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ООО «НМОП» 15 февраля 2011 г.
Датчики давления КМ35	МП 56680-14 «Датчики давления типа КМ35. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 09.12.2013 г. МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. МИ 2124-90 Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методики поверки.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки». МИ 2966-2005 «ГСИ. Термометры жидкостные стеклянные. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R и цифрового прецизионного термометра DTI-1000 фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания».
Преобразователи измерительные Rosemount 644 в комплекте с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065	12.5314.000.00 Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г. 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». ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки».

Наименование СИ	НД
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	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».
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки».
Газоанализаторы СГОЭС	МП-242-1147-2011 «Газоанализаторы СГОЭС. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 04.04.2011
Анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT	МП 87-223-2010 «ГСИ. Анализаторы серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» в 2011 году
ИВК	МИ 3395-2013 «ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки».
ТПУ	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников».

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

Таблица 4 – СИ и методики их калибровки

Наименование СИ	НД
Датчики давления Метран-150 (предназначенные для измерения разности давления)	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 г. МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Расходомеры ультразвуковые UFM 3030	МК 0001-1401-15-15 «Методика калибровки преобразователи расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в январе 2015 г. МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность системы при измерении массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью ТПР и ПП с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы брутто 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 «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %.
 $\Delta T_\rho, \Delta T_v$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, °С.
 β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А, ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»)
 δN - предел допускаемой относительной погрешности ИВК.
 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, °С.

6.5.2.2 Относительная погрешность системы при измерении массы брутто нефти $\delta M_{бр}$ не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

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

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

- где $\Delta W_{мв}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;
 $\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;
 ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;
 $W_{мв}$ - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;
 $W_{мп}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} - максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %.

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

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

где R и r - воспроизводимость и сходимостъ 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 системы при измерении массы нетто нефти δM_n 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 «Порядка 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.

7.2 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 средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.