

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ –  
Первый заместитель директора  
по научной работе –  
Заместитель директора по качеству  
ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

24 августа 2015 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 908  
МН «Альметьевск – Куйбышев-1» АО «Транснефть – Приволга»

Методика поверки

МП 0304-14-2015

л.р. 62905-15

Казань  
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 908 МН «Альметьевск – Куйбышев-1» АО «Транснефть – Приволга» с заводским № 2 (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 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) средств измерений (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 Установка поверочная трубопоршневая СФРЮ-4000-25-40 (далее – ТПУ), максимальный объемный расход нефти через ТПУ 4000 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,05$  %.

2.1.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3$  мкА в диапазоне от 4,0 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов  $\pm 5 \times 10^{-4}$  %, в диапазоне от 1,0 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  имп.

2.2 При осуществлении поверки средств измерений, входящих в состав системы, кроме основных, применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (далее – НД) на методики поверки, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 При осуществлении калибровки средств измерений, 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 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	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Объемный расход рабочей среды через систему: - минимальный, м <sup>3</sup> /ч - максимальный, м <sup>3</sup> /ч	331,3 2520,1

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Пределы допускаемой относительной погрешности системы: - при измерении массы брутто рабочей среды, % - при измерении массы нетто рабочей среды, %	$\pm 0,20$ $\pm 0,30$
Давление рабочей среды в системе с учетом ее подключения к технологическим трубопроводам, МПа: - минимально допускаемое - рабочее - максимально допускаемое	0,2 от 0,2 до 0,3 0,4
Суммарные потери давления на системе 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, °C	от 4,3 до 25,0
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность рабочей среды, кг/м <sup>3</sup> : - при минимальной в течение года температуре рабочей среды - при максимальной в течение года температуре рабочей среды	от 894,0 до 905,5 от 880,0 до 897,4
Кинематическая вязкость рабочей среды в рабочем диапазоне температуры, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 10,0 до 120,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре рабочей среды, кПа (мм рт.ст.), не более	48,3 (362)
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	от 10 до 100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	3,30
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	100,0
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Режим управления: - запорной арматурой блока измерительных линий (далее – БИЛ) - регуляторами расхода	автоматизированный автоматический
Электроснабжение	(380 ± 38) В, 3-х фазное, (50 ± 0,5) Гц (220 ± 22) В, однофазное, (50 ± 0,5) Гц
Температура воздуха внутри помещений блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК)	от 18 °C до 25 °C

## **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.

Средства измерений, 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 – ТПР)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки». МИ 3380-12 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».
Преобразователь давления измерительный ЕДХ (предназначенный для измерения избыточного давления)	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные ЕДХ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г. МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерения избыточного давления)	МП 14061-10 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г. МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Манометры показывающие R	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки». МИ 2966-05 «ГСИ. Термометры жидкостные стеклянные. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R и цифрового прецизионного термометра DTP-1000 фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания».
Преобразователи измерительные Rosemount 644, 3144Р в комплекте с термопреобразователями сопротивления Rosemount 0065	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 AMETEK Denmark A/S, Дания».
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».
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».

Наименование СИ	НД
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки».
Анализатор серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти/ нефте- продуктов 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 г.
Газоанализаторы СГОЭС	МП-242-1147-2011 «Газоанализаторы СГОЭС. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 04.04.2011
Комплекс измерительно- вычислительный «ИМЦ-07» (далее – ИВК)	МИ 3395-2013 «ГСИ. Комплексы измерительно- вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки».

Средства измерений, 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
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерения разности давления)	МП 14061-10 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г. МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
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»
Преобразователи давления измерительные EJX (предназначенные для измерения разности давления)	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г. МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Манометры показывающие R (установленные на входе и выходе фильтров в БИЛ и БИК)	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки».
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 90 модель 2820 (предназначенный для измерений температуры воздуха в БИК)	МП 49521-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 90. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.

Наименование СИ	НД
Расходомер ультразвуковой 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:

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

- где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема продукта, %.  
За  $\delta V$  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, %.  
 $\Delta T_p, \Delta T_v$  - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, °С.  
 $\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А, ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»);  
 $\delta N$  - предел допускаемой относительной погрешности ИВК.  
 $G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где  $T_v, T_p$  - 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  $\pm 0,20$  %.

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  $\delta M_n$ , %, 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, %;  
 $\Delta W_{мп}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;  
 $\Delta W_{хс}$  - 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, %;  
 $W_{хс}$  - 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  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

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

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 системы при измерении массы нетто нефти  $\delta M_n$  не должна превышать  $\pm 0,30$  %.

## 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».

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».