

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

УТВЕРЖДАЮ

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



В.А. Фафурин

« 30 » марта 2015 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 550  
Рогожниковского месторождения НГДУ «Быстринскнефть»  
ОАО «Сургутнефтегаз».

Методика поверки

МП 0237-14-2015

н.р. 60999-15

Казань  
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 550 Рогожниковского месторождения НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» (далее – система), предназначенную для автоматизированного измерения массы и показателей качества нефти, при проведении учетных операций между ОАО «Сургутнефтегаз» и АО «Транснефть-Сибирь», 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.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первой проверке	периодической проверке
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 Трубопоршневая поверочная установка двунаправленная Smith-1100 (далее – ТПУ), с верхним пределом диапазона измерений расхода измеряемой среды  $1100 \text{ м}^3/\text{ч}$ , пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,05\%$ .

2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3 \text{ мА}$  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  $\pm 2 \text{ имп.}$  в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8 \text{ имп.}$ .

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

## 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдаются 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. N 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.

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

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» (с изм. №1 от 2006 г.)
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 120 до 3300
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 900
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм <sup>2</sup> /с	от 4,2 до 40
Рабочее давление нефти, МПа	от 0,35 до 2,5
Температура измеряемой среды, °С	от 5 до 45
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Количество измерительных линий, шт	5 (3 рабочих, 1 резервная, 1 резервно-замещающая)
Напряжение переменного тока, В	380 (трехфазное, 50 Гц) 220 (однофазное, 50 Гц)

#### 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 Подтверждение соответствия ПО системы

6.2.1 Должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описание типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «FMC<sup>2</sup>» проводят в следующей последовательности:

а) включить питание комплекса измерительно-вычислительного «FMC<sup>2</sup>» (если питание было выключено);

б) номер версии и идентификационные данные комплекса измерительно-вычислительного «FMC<sup>2</sup>» отображаются в левом нижнем углу экрана;

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО «RATE АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя «RATE АРМ оператора УУН» в следующей последовательности:

– в верхней части экрана нажать на кнопку «версия», откроется меню «О программе»;

– в диалоговом окне «О программе» открыть меню «Получить сведения по библиотеке»;

– в окне «Получить сведения по библиотеке» запустить программу «...получить данные...», данные сравнить с данными приведенными в описание типа.

## 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.

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

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинный MVTM (далее – ТПР)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки».

*Окончание таблицы 3*

Наименование СИ	НД
Преобразователи плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» (с изм. №1).
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки».
Преобразователи измерительные 3144Р и датчики температуры 3144Р	«Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки». «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки». МИ 2470-00 «Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы FISHER-ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки».
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». «ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки».
Комплекс измерительно-вычислительный «FMC2» (далее – ИВК)	МП 2550-0252-2014 «Комплекс измерительно-вычислительный FMC2. Методика поверки».
Термометры ртутные стеклянных лабораторные ТЛ-4 №1 и №2	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопищащие. Методика поверки».
ТПУ	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников».

Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой модификации ХМТ868i в блоке измерений показателей качества нефти, диффманометр электроконтактный модели 1514DGS-1C-45B-C, предназначенный для измерения разности давления и анализатор рентгенофлуоресцентный и рентгеноабсорбционный многоканальный энергодисперсионный типа «SPECTRO» серии 600 модели 682(Т), подлежат калибровке.

#### 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:

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

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(2003) «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»
	$\delta \rho$	- относительная погрешность измерений плотности продукта, %.
	$\Delta T_p, \Delta T_v$	- абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, $^{\circ}\text{C}$ .
	$\beta$	- коэффициент объемного расширения нефти, $1/{}^{\circ}\text{C}$ (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 (из свидетельства о поверке).
	$G$	- 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,  $^{\circ}\text{C}$ .

6.5.2.2 Относительная погрешность при измерении массы брутто нефти  $\delta M_{\text{бп}}$ , %, не должна превышать:  $\pm 0,25\%$  (по рабочей, резервной и резервно-замещающей линии).

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  $\delta M_n$ , %, вычисляют по формуле

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

где	$\Delta W_{\text{мв}}$	- абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в системе, %;
	$\Delta W_{\text{мп}}$	- абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в системе, %;
	$\Delta W_{\text{ xc}}$	- 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, %;
	$W_{\text{ xc}}$	- 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  $\Delta$ , %, 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 измерений массы нетто нефти  $\delta M_n$  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 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.