УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ЦИ СИ –
Первый заместитель директора
по научной работе –
Заместитель директора по качеству
ФГУП «ВНИИР»
_____ В.А. Фафурин
М.П.
«___» _____ 2015 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти
№ 2 ЦПС Тямкинского месторождения

Методика поверки

МП 0243-1-2015

л.р.60812-15

г. Казань
2015

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 2 ЦПС Тямкинского месторождения (далее – система), предназначенную для измерений массы нефти, и устанавливает методику и последовательность ее первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – 1 год.

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
Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)	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 При проведении поверки применяются следующие средства поверки:

– установка поверочная трубопоршневая 2-го разряда с пределами допускаемой относительной погрешности: не более ± 0,1 %;

– компакт-прувер 1-го разряда с пределами допускаемой относительной погрешности: не более ± 0,05 %;

– поточный преобразователь плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности: не более ± 0,3 кг/м^3;

– средства поверки в соответствии с требованиями нормативных документов (далее – НД) на методики поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав системы.

2.2 Допускается использование других средств поверки с метрологическими и техническими характеристиками не хуже, указанных выше.

3 Требования безопасности

При проведение поверки должны соблюдаться требования:

– правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;

– правил безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

– правил технической эксплуатации электроустановок;

– правил 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 таблице 2 проверяют по данным актов сдачи-приема (приема-сдачи) нефти.

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

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Рабочий диапазон расхода, т/ч ($м^3$/ч)	от 250 (289) до 590 (685)
Рабочий диапазон температуры, °С	от плюс 10 до плюс 55
Рабочий диапазон давления, МПа	от 0,8 до 1,25
Рабочий диапазон плотности, кг/$м^3$	от 862 до 884
Вязкость кинематическая, $мм^2$/с - при 20 °С - при 50 °С	 44,21 14,10
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - при проведении измерений - при проведении поверки или контроля метрологических характеристик	 0,2 0,4
Диапазон массовой доли воды, %	от 0,34 до 1,0
Диапазон массовой доли серы, %	от 1,1 до 1,99
Массовая концентрация хлористых солей, мг/$дм^3$, не более	300
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	2,43
Массовая доля асфальтенов, %, не более	2,1
Массовая доля смол силикагелиевых, %, не более	9,6
Массовая доля сероводорода, $млн^{-1}$ (ppm), не более	Отсутствует
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, $млн^{-1}$, (ppm), не более	Отсутствует
Давление насыщенных паров, мм рт.ст., не более	254
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Напряжение питания, В	380 ± 38/220 ±22
Частота, Гц	50 ± 1
Потребляемая мощность, кВт, не более	26
Средний срок службы, лет, не менее	10
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % - относительная влажность окружающего воздуха, % - атмосферное давление, кПа	 от минус 50 до плюс 50 от плюс 5 до плюс 25 от 45 до 80 от 45 до 80 от 84 до 106

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством 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 (сертификатов калибровки) и эксплуатационной документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИ

При проведении поверки выполняют операцию подтверждения соответствия программного обеспечения (далее – ПО) заявленным идентификационным данным с использованием персонального компьютера и ПО системы.

Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ проводят в соответствии с его руководством по эксплуатации (руководством пользователя).

Результат подтверждения соответствия программного обеспечения считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО системы (идентификационное наименование программного обеспечения, номер версии (идентификационный номер программного обеспечения), цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания 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 СИ, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с руководством 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 системы

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.

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

Наименование средства измерений	НД
1	2
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 (далее – ПР)	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» (с изменениями № 1 и № 2); МИ 3272-2010 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»

1	2
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ	Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ в декабре 2009 г., и являющийся разделом Руководства по эксплуатации
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»;
Преобразователи измерительные 644	МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки»
Датчики давления «Метран-150»	МИ 4212-012-2006 «Датчики давления Метран-150. 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»
Манометры избыточного давления показывающие МП-У	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»;
Термометры ртутные стеклянных лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

Расходомер ультразвуковой UFM 3030, предназначенный для измерения объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти, и датчики разности давления, предназначенные для измерения разности давления, подлежат калибровке.

При вводе в действие нового НД, отменяющего действие одного из перечисленных в таблице 3, определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с требованиями НД, введенного в действие.

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти

Относительную погрешность системы при измерении массы брутто нефти ($\delta M_{бр}$), %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности ПР при измерении массы нефти.

Поверку ПР на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений массового расхода выполняют в автоматизированном режиме с применением установки поверочной трубопоршневой 2-го разряда в комплекте с ПП в соответствии с МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» (с изменениями № 1 и № 2) или с применением компакт-прувера в комплекте с турбинным преобразователем расхода и ПП в соответствии с МИ 3272-2010 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности».

Относительная погрешность системы при измерении массы брутто нефти для рабочего ПР не должна превышать ± 0,25 %, для контрольного ПР – ± 0,2 %.

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти

Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

Относительную погрешность системы при измерении массы нетто нефти ($\delta M_н$), %, вычисляют по формуле

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

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, %;

$W_{мв}$ – максимальное значение массовой доли воды в системе, %;

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

$W_{хс}$ – 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 Р = 0,95 и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ, %, вычисляют по формуле

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

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.

Относительная погрешность системы при измерении массы нетто нефти не должна превышать ± 0,35 %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 По результатам поверки оформляют протокол в произвольной форме.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

7.3 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».