

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

УТВЕРЖДАЮ

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



В.А. Фафурин

«02» октября 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 428.
Резервная схема учета

Методика поверки

МП 0301-9-2015

л.р. 62599-15

Казань
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на резервную схему учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 428 (далее – система), предназначенную для измерений массы нефти, поступающей по магистральному нефтепроводу «Салават-Орск», при проведении учетных операций между сдающей стороной АО «Транснефть-Урал» и принимающей стороной ОАО «Орскнефтеоргсинтез».

Интервал между поверками – один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

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

2.1.1 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ), верхний предел измерений расхода $300 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности при поверке трубопоршневыми поверочными установками 1-го разряда с компаратором (для 2 разряда) $\pm 0,1\%$.

2.1.2 Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400 в комплекте с измерительными преобразователями 2700 (далее – СРМ), верхний предел диапазона измерений массового расхода $545,5 \text{ т/ч}$, среднее квадратическое отклонение результатов измерений при определении коэффициента преобразования $\pm 0,05\%$.

2.1.3 Преобразователь плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), диапазон преобразования плотности с нормируемыми метрологическими характеристиками от 300 до 1100 кг/м^3 , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$.

Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих СИ, перечисленных в таблице 4.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (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 измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	1 рабочая
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 40 до 610
Диапазон объемного расхода, м ³ /ч	От 45 до 717
Диапазон плотности при стандартных условиях, кг/м ³	От 855 до 885
Диапазон кинематической вязкости, сСт	От 15,4 до 34,5
Диапазон давления, МПа	От 0,35 до 1,6
Диапазон температуры, °С	От плюс 2 до плюс 30
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный

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 описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – ИВК) проводят в соответствии с эксплуатационной документацией на ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО «Rate APM оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя «Rate APM оператора УУН».

6.2.4 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО контроллера измерительного FloBoss S600+	Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinury.app	Metering-AT.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21	1.2.5.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0x6051	2C965F74CAC3CED8B8C2A8 CBF4569C5A
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в систему четкие и соответствуют требованиям 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 получения отчета.

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 4.

Т а б л и ц а 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Расходомер UFM 3030 (далее – УПР)	МП 0106-9-2013 «Инструкция. ГСИ. Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки, поточного преобразователя плотности и счетчиков-расходомеров массовых
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»

Окончание таблицы 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012»ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 с преобразователями измерительными 3144Р	МП 14683-09«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки» ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания»
Преобразователи давления измерительные модели 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» Рекомендация «ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»
ИВК	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+. фирмы «Emerson Process Management Ltd. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	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, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Преобразователи давления измерительные модели 3051, предназначенные для измерения разности давления, расходомер ультразвуковой UFM 3030, установленный в блоке измерений качества нефти, подлежат калибровке.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью УПР и ИВК.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, определяют расчетным путем по формуле

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

где

$\delta M_{бр}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_s – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

W_s – массовая доля воды в нефти, %,

ΔW_n – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;
 W_n – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %
 W_{xc} – массовая доля 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

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

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.

Поверку УПР на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений массового расхода выполняют в автоматизированном режиме с применением СРМ, ТПУ и ПП.

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с нормативными документами на методики поверки, приведенными в таблице 4.

Относительная погрешность не должна превышать $\pm 0,5$ % для рабочего УПР.

6.5.2.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системой не должна превышать $\pm 0,6$ %.

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 Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».