

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ

Заместитель директора по научной
работе заместитель директора по
качеству



В.А. Фафурин

«28» ноября 2014 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 428.

Основная схема учета

Методика поверки

МП 0428-1-2014

г.р. 61504-15

Казань
2014 г.

РАЗРАБОТАНА

ЗАО «Аргоси», ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Николаева П.Ю., Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на основную 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 Перечень эталонов применяемых при поверке:

2.1.1 Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная Smith Meter® «Bi-Di Prover» (далее – ТПУ), верхний предел измерений расхода 550 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема $\pm 0,05\%$.

2.1.2 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ), верхний предел измерений расхода 300 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности при поверке трубопоршневыми поверочными установками 1-го разряда с компаратором (для 2 разряда) $\pm 0,1\%$.

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 системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	5 (3 рабочие, 1 резервная, 1 контрольно-резервная)
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 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 и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Проверка идентификации и защиты 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 АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя «Rate АРМ 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+ (основной)	ПО контроллера измерительно го FloBoss S600+ (резервный)	Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinury.app	LinuxBinury.a pp	Metering-AT.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21	06.21	1.2.5.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	0x6051	0x6051	2C965F74CAC3CED 8B8C2A8CBF4569C5 A
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
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400 (далее – СРМ)	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» (изменения №1)
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Преобразователи плотности жидкости измерительные 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»
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 АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователи давления измерительные модели 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» Рекомендация «ГСОЕИ. 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, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Преобразователи давления измерительные 3051, предназначенные для измерений разности давления и расходомер ультразвуковой UFM 3030, установленный в блоке измерений показателей качества нефти, подлежат калибровке или поверке один раз в год.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25\%$ для рабочих и резервного СРМ, $\pm 0,2\%$ для контрольного СРМ.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

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

где

δM_{op} – 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 сходимости 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.

6.6. Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.

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.