

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

УТВЕРЖДАЮ

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

В.А. Фафурин

«29» сентября 2014 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой
на ДНС «Веякошорская» ООО «РН-Северная нефть».

Методика поверки

МП 0191-14-2014

Казань
2014 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Веякошорская» ООО «РН-Северная нефть» (далее – система), предназначенную для автоматизированного измерения массы и физико-химических параметров нефти сырой, при оперативном учете, 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	
		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 Установка трубопоршневая «Сапфир М» (далее – ПУ), диапазон измерений объемного расхода от 8 до 100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,09 %;

2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10⁻⁴ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10⁸ 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. № 784), а также другими действующими отраслевыми 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 сырой.

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

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Диапазон измерений расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	От 10 (11,91) до 26 (32,36)
Давление измеряемой среды, МПа:	
– рабочее	1,0
– минимальное	0,5
– максимальное	4,0
Плотность обезвоженной нефти, кг/ м^3 :	
– при 20 °C,	839,4
– при максимальной температуре	803,5
Кинематическая вязкость измеряемой среды, $\text{мм}^2/\text{с}$ (cСт):	
– при 20 °C	8,40
– при 55 °C	4,62
Диапазон температуры измеряемой среды, °C	От 20 до 70
Массовая доля воды, %	От 0,1 до 4,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/ дм^3 , не более	250
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля серы, %, не более	0,92
Содержание свободного газа	Не допускается
Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
– при измерениях	0,2
– при поверке и контроле метрологических характеристик	0,4
Режим управления:	
– запорной арматурой	Ручной
– регулирующей арматурой	Ручной
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой, %, при содержании массовой доли воды не более 1,0 %	± 0,35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой, %, при содержании массовой доли воды не более 4,0 %	± 0,45
Режим работы	Непрерывный
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)

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 контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее – ИВК) проводят в соответствии с их руководством пользователя в следующей последовательности:

- включить питание ИВК;
- на передней панели ИВК в режиме индикации, нажать клавиши «Статус», «Дисплей»;
- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) перемещаемся до конца списка;
- на экран ИВК выводятся идентификационный номер ПО и контрольная сумма ПО.

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 препятствующих применению системы;
- 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 сырой.

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
Счётчики-расходомеры массовые CMF 200 в комплекте с измерительными	Рекомендация «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые с Micro Motion, фирмы Fisher Rosemount. Методика поверки»; МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой

преобразователями серии 2700 (далее – СРМ)	проверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»; МИ 3189-2009 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой проверочной установки и поточного преобразователя плотности».
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм1	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки».
Преобразователи температуры Метран-286, Метран-276	«Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г. МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания».
ИВК	Методика поверки «Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI 3000/6000 (модификации OMNI-3000 PPC, OMNI-3000/6000 NEMA-4, OMNI-3000/6000 NEMA-7, OMNI-3000/6000 NEMA-4X, OMNI-3000/6000 NEMA PMN40, OMNI-3000/6000 NE40PT)»; МИ 3156-2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI 6000, OMNI 3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки».
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, № 3	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
Датчик давления Метран-150	МИ 4212-012-2006 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 03.10.2006 г.
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопищащие. Методика поверки»; 5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011г.

Счетчик нефти турбинный МИГ исполнения 32Ш в блоке измерений параметров нефти сырой, и датчики разности давления, предназначенные для измерения разности давления, подлежат калибровке.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

6.5.2.1 Относительную погрешность системы при измерении массы нефти сырой, %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти сырой с помощью СРМ.

Поверку СРМ на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений массового расхода выполняют в автоматизированном режиме с применением ПУ в комплекте с преобразователем плотности.

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с НД на методики поверки, приведенными в таблице 3.

6.5.2.2 Относительная погрешность при измерении массы нефти сырой, %, не должна превышать $\pm 0,25\%$ (по рабочему и контрольно-резервному СРМ, применяемому в качестве резервного) и $\pm 0,20\%$ (по контрольно-резервному СРМ, применяемому в качестве контрольного).

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой системой.

6.5.3.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти сырой определяют расчетным способом в соответствии с документом «ГСИ. Масса сырой нефти. Методики измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на Веякошерском месторождении (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2008/25109-13 от 29.11.2013).

6.5.3.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти сырой 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.