

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

УТВЕРЖДАЮ

Директор
ФГУП «ВНИИР»



В.П. Соловьев

2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефти сырой
УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения «РН - Юганскнефтегаз».

Методика поверки

МП 0102-9-2013

л.р. 64696-16

Казань
2016 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на «Систему измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – система), принадлежащую ООО «РН-Юганскнефтегаз» и предназначенную для автоматического измерения массы и параметров нефти сырой УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», при осуществлении торговли и товарообменных операций, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

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 – 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. Используют 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 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.

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

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон расхода через систему измерений количества и параметров нефти сырой, т/ч: – минимальный – максимальный	139,5 270
Рабочее давление, МПа: – минимальное – максимальное	1,97 2,32
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. Идентификация ПО контроллеров измерительных FloBoss модели S600.

Для идентификации ПО FloBoss модели S600 необходимо в Главном меню контроллера выбрать поле System Settings, в открывшемся списке нажать Software version и с помощью кнопок навигации, расположенных на корпусе вычислителя, найти Application SW – версия ПО и File CSum – контрольная сумма.

6.2.2. Идентификация ПО "ОЗНА-Flow".

Окно для определения идентификационных данных ПО "ОЗНА-Flow" вызывается нажатием на кнопку «Дополнительно» в поле Основного меню программы, находящегося в верхней части рабочего стола АРМ оператора СИКН. В открывшемся списке необходимо нажать на кнопку «Контрольная сумма ОЗНА-Flow».

В появившемся диалоговом окне указано значение контрольной суммы **64C56178**, рассчитанное по алгоритму CRC-32.

Метрологически значимые элементы ПО копируются в буфер обмена для возможности проверки цифрового идентификатора ПО сторонними программными продуктами.

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 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 3.

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

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 с измерительными преобразователями 2700 (далее – СРМ)	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки.» (утверждена ВНИИМС 25.07.2010)
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти микроволновые МВН-1.2	«ГСИ. Микроволновый влагомер нефти МВН-1. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 90 (модели 2820)	МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователи давления измерительные 40.4382	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600	Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки
Термометры ртутные стеклянных лабораторные ТЛ-4 № 2	ГОСТ 8.279 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Счетчик нефти турбинный МИГ-32, предназначенный для измерения объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти, и преобразователи давления, предназначенные для измерения разности давления на фильтрах, подлежат калибровке.

6.5.2. Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нрап нефти системой.

6.5.2.1. Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой проводят расчетным методом в соответствии с документом «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_C^2 + \left(\frac{\Delta W_e}{1 - \frac{W_e}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{mn}}{1 - \frac{W_{mn}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xc}}{100}}\right)^2}, \quad (1)$$

где δM_C – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

W_B – массовая доля воды в сырой нефти, определенная в испытательной лаборатории или определенная по результатам измерений поточного влагомера, %;

$W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

$\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %

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.

6.5.2.2. Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системой не должна превышать $\pm 0,35$ % при определении содержания объемной доли воды поточным влагомером и $\pm 0,5$ % при определении содержания массовой доли воды в испытательной лаборатории.

7. Оформление результатов поверки

7.1. При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и допускают систему к эксплуатации.

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 г №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».