

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ
Заместитель директора по научной
работе – заместитель директора по
качеству



В.А. Фафурин

«20» сентября 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой с выхода ДНС №2
Верхнеказымского нефтяного месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»)
Методика поверки

МП 0327-9-2015

н.р. 63105-16

Казань
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой с выхода ДНС №2 Верхнеказымского нефтяного месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз») (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы и параметров сырой нефти с выхода дожимной насосной станции №2 Верхнеказымского месторождения.

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 Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 4.

2.2 Диапазон измерений расхода поверочной установки или эталона должен соответствовать диапазону измерений расхода поверяемого расходомера. При определении метрологических характеристик соотношение основных погрешностей поверочной установки, эталонов по проверяемому параметру поверяемого расходомера не должно превышать 1:3.

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 сырой.

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

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 13,6 до 272
Диапазон плотности при температуре 20°C и абсолютном давлении 101,325 кПа, кг/м ³	от 830 до 900
Плотность пластовой воды, кг/м ³ , не более	1010
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 5 до 50
Диапазон давления, МПа	от 0,5 до 6,3
Диапазон температуры, °С	от плюс 0 до плюс 45
Массовая доля воды, %, не более	20,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
Массовая доля хлористых солей, %, не более	0,003
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 комплекса измерительно-вычислительного МикроТЭК-09 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством оператора «Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09».

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора системы измерений количества и показателей качества нефти «Визард СИКН» проводят в соответствии с руководством пользователя.

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	
	Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК-09	Программное обеспечение АРМ оператора системы измерений количества и показателей качества нефти «Визард СИКН»
Идентификационное наименование ПО	МикроТЭК-09	ПО «Визард СИКН»

Окончание таблицы 3 – Идентификационные данные ПО системы

Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.757	v.1/1/1/XXXX v.2/1/2/XXXX v.2/1/3/XXXX v.2/1/4/XXXX	
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	02DC49B1E0F75 07771FC067108 C30364	Поверка преобразователя расхода (далее – ПР) по поверочной установке (далее – ТПУ)	CAA0CAF77C2F958 39BCC10725412F8B 6
		Контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) ПР по ТПУ	18EE0732CC8638CD D5BD624BC4331025
		КМХ рабочего ПР по контрольному ПР	4A76D349E3349AA8 A3728631B17207D4
		КМХ преобразователя плотности (далее – ПП) по преобразователю плотности	BC84C17194F87A9C C55EF26C6493A0A0
		КМХ ПП по ареометру	F63567930709D8FF1 343E4D90E64926D
		Процедура хэширования	82F2D3B3A221DA4 A4B698D1179FC5C2 8
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 руководством по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

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 4.

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

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели F300 (далее – СРМ)	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки»
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ	МП 42678-09 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ. 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, 3144Р, 3244MV. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные модели 3051	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»
ИВК	ОФТ.20.1011.00.00.00 МП «Комплекс измерительно-вычислительный МикроТэк-09. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ГЛ-4 (далее – термометры)	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»

Периодичность поверки СИ, входящих в состав СИКНС в соответствии со свидетельством об утверждении типа на соответствующее СИ.

Датчики давления Метран-150, предназначенные для измерений разности давления и счетчика нефти турбинного МИГ-32Ш, установленный в блоке измерений параметров нефти сырой, подлежат калибровке или поверке один раз в год.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

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

Относительная погрешность измерений массы нефти сырой не должна превышать $\pm 0,25\%$ для рабочего СРМ, $\pm 0,2\%$ для контрольного СРМ.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

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

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

где

δM_C – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

ΔW_e – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

W_e – массовая доля воды в сырой нефти, %;

ΔW_{mn} – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;

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

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

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

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в сырой 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 параметра сырой 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 параметра сырой 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 сырой нефти не превышает

- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-АТ (далее – ВП), %:

- при содержании объемной доли воды от 0,1 % до 5% (массовая доля воды не более 6,084%) $\pm 0,4$;

- при содержании объемной доли воды от 5 % до 10 % (массовая доля воды не более 12,169 %) $\pm 0,45$;

- при содержании объемной доли воды от 10 % до 16,436 % (массовая доля воды не более 20%) $\pm 0,45$;

- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории, %:

- при содержании объемной доли воды от 0,1 % до 5% (массовая доля воды 6,084 %) $\pm 0,6$;

- при содержании объемной доли воды от 5 % до 10 % (массовая доля воды 12,169 %) $\pm 0,6$;

- при содержании объемной доли воды от 10 % до 16,436 % (массовая доля воды не более 20%) $\pm 1,0$

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 Приказа Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

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 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка

проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».