

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора

по научной работе –

Заместитель директора по качеству

ФГУП «ВНИИР»

В.А. Фафурин

30 сентября 2015 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной
станции №18 Федоровского месторождения

Методика поверки

МП 0330-9-2015

р. 63485-16

Казань
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Шабалин А.С.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы сырой нефти и вычислений массы нетто сырой нефти, измерений параметров нефти сырой.

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
Подтверждение 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 Поверку средств измерений (далее – СИ), входящих в состав системы, производят эталонами и средствами поверки в соответствии с действующими методиками их поверки, указанными 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 сырой нефти.

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 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 13,6 до 272
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от плюс 35 до плюс 55
Диапазон давление измеряемой среды, МПа	от 0,5 до 6,3
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды, сСт	от 5 до 50
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении, кг/м ³	от 830 до 900
Плотность пластовой воды при 20 °С и атмосферном давлении, кг/м ³ , не более	1010
Массовая доля воды, %, не более	20
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
Содержание свободного газа	не допускается
Плотность газа, кг/м ³	1,268
Диапазон содержания растворенного газа, м ³ /т	от 4 до 4,5
Массовая доля хлористых солей, %, не более	0,03
Суммарные потери давления на СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более	
- в режиме измерений	
- при определении контрольно-метрологических характеристик	0,2 0,4
Режим работы СИКНС	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 Проверка идентификации и защиты ПО системы

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО основного вычислительного компонента системы измерений – комплекса измерительно-вычислительного «МикроТЭК-09» (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством пользователя на ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО контроллера программируемого «Визард СИКН» проводят в соответствии с руководством пользователя контроллера программируемого «Визард СИКН»

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»	
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 инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек сырой 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 F300S с преобразователями измерительными 2700 (далее – СРМ)	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 25.07.2010 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм4	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные Cerabar M (PMP51),	МП 41560-09 «Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», Германия»
ИВК	«Комплекс измерительно-вычислительный «Микро ТЭК». Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Расходомер-счетчик ультразвуковой РУС-1, установленный в блоке измерений параметров нефти сырой подлежит калибровке один раз в год.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти δM_C , %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы сырой нефти с помощью СРМ с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы сырой нефти ИВК.

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

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

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти δM_H , %, определяют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой в составе дожимной насосной станции №18 Федоровского месторождения (свидетельство об аттестации методики измерений 01.00257-2013/6009-15 от 13.03.2015.

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_C^2 + \left(\frac{\Delta W_B}{1 - \frac{W_B}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{PG}}{1 - \frac{W_{PG}}{100}}\right)^2 + \frac{\Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{MP}^2}{\left(1 - \frac{W_{XC} + W_{MP}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где

δM_C – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

При определении содержания воды в сырой нефти с помощью ВП абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{100 \cdot \Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{(100 - \varphi_B) \cdot \rho_H + \varphi_B \cdot \rho_B}, \quad (2)$$

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %.

W_B – массовая доля воды, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории либо по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

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

W_{MP} – массовая доля механических примесей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории;

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

W_{XC} – массовая доля хлористых солей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории.

W_{PG} – массовая доля растворенного газа, % определяемая по формуле

ΔW_{PG} – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, определяемая по формуле

$$\Delta W_{PG} = \Delta \varphi_{PG} \cdot \frac{\rho_{Г_{20}}}{\rho_{min}} \cdot 100 \quad (3)$$

где

$\Delta \varphi_{PG}$ - абсолютная погрешность измерений объемной доли растворенного газа в сырой нефти согласно МИ 2575, м³/м³;

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимости 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.

6.5. Результаты поверки считают положительными, если пределы допускаемой относительной погрешности измерений составляют:

- при измерении массы сырой нефти, % ± 0,25;
- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм4, %:
 - при содержании объемной доли воды до 5 % ± 0,4;
 - при содержании объемной доли воды от 5 до 10 % ± 0,5;
 - при содержании объемной доли воды от 10 % до 17,1 % (массовая доля воды 20 %) ± 0,7;
- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории, %:
 - при содержании объемной доли воды до 5% ± 0,6;
 - при содержании объемной доли воды от 5 до 10 % ± 0,6;
 - при содержании объемной доли воды от 10 % до 17,1 % (массовая доля воды 20 %) ± 1,0.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 N 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 по форме приложения 2 Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».