

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»



УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
А.С. Тайбинский
«19» июля 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
НА ДНС-5 С УПСВ МАЛОБАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ
Методика поверки

МП 0601-9-2017

Начальник отдела НИО-9
К.А. Левин
Тел. отдела: (843)273-28-96

г. Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-5 с УПСВ Малобалькского месторождения нефти (далее – система), предназначенную для автоматизированного измерения количества и параметров нефти сырой.

Интервал между поверками – один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции при поверке

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

Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – 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 (далее – 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 на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти сырой.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение	
	в режиме ДНС*	в режиме УПСВ**
Изменяемая среда	нефть сырая	
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 400 до 720	от 220 до 360
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)	
Характеристики измеряемой среды:	926	859
- плотность, кг/м ³ , не более	1012	
- плотность пластовой воды, кг/м ³	2,41	
- плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	2,41	
- кинематическая вязкость при 40 °С, сСт, не более	30	10
- диапазон давления, МПа	от 2,1 до 2,4	
- диапазон температуры, °С	от +20 до +45	
- массовая доля воды, %, не более	45,0	1,0
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,0013	
- массовая доля хлористых солей, %, не более	0,01	
- объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	1,8	отсутствует
- содержание свободного газа	не допускается	
Режим работы системы	непрерывный	
*ДНС – дожимная насосная станция; ** УПСВ – установка предварительного сброса воды.		

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.

Проверка идентификационных данных автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора осуществляется в соответствии с руководством пользователя оператора.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (основной/резервный) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

6.2.4 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (основной и резервный)	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	MeteringAT.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21	1.2.5.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6051	2C965F74CAC3CED8B8C 2A8CBF4569C5A

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 состав системы 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.

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF400 (далее – СРМ)	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки»
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ (далее – влагомер поточный)	МП 42678-2009 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ. Методика поверки»
Датчики давления Метран-150	МИ 4212-012-2006 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки»
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644	МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 244, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки»
Преобразователь плотности жидкости измерительные 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»

Окончание таблицы 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	«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	5Ш0.283.421МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки»
Манометры показывающие МПЗ-У	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Периодичность поверки термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 один раз в три года, остальных СИ, входящих в состав системы один раз в год.

Датчики давления Метран-150 и манометры показывающие МПЗ-У, предназначенные для измерений разности давления и расходомер ультразвуковой UFM 3030, установленный в узле измерений параметров нефти сырой, могут подлежать калибровке или поверке.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

За погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ $\pm 0,25\%$ для рабочих СРМ, $\pm 0,2\%$ для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти $\delta M_{\text{нчн}}$, %, определяют расчетным путем по формуле

$$\delta M_{\text{нчн}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{\text{чн}}^2 + \frac{\Delta W_{\text{в}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{в}}}{100}\right)^2} + \frac{\Delta W_{\text{рг}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{рг}}}{100}\right)^2} + \frac{\Delta W_{\text{мп}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{мп}}}{100}\right)^2} + \frac{\Delta W_{\text{xc}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{xc}}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где

- $\delta M_{\text{чн}}$ – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;
- $\Delta W_{\text{в}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;
- $\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;
- ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %
- $\Delta W_{\text{рг}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %
- $W_{\text{рг}}$ – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %
- $W_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории;
- W_{xc} – массовая доля хлористых солей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории.

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \phi_B \cdot \rho_{B\phi_B} \cdot 100}{\phi_B \cdot \rho_{B\phi_B} + (100 - \phi_B) \cdot \rho_{OH\phi_B}}, \quad (2)$$

$$\Delta W_{PT} = \Delta \phi_{PT} \cdot \frac{\rho_{Г20}}{\rho_{CH20}} \cdot 100, \quad (3)$$

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \phi_{XC}}{\rho_{OH\phi_{XC}}}, \quad (4)$$

$\Delta \phi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти сырой с помощью ВП, %;

$\Delta \phi_{PT}$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли растворенного газа в сырой нефти согласно МИ 2575, м³/м³;

$\Delta \phi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³.

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти сырой в лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра нефти сырой абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

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

где R – предел воспроизводимости методов определения параметров нефти сырой;

r – предел сходимости методов определения показателей параметров нефти сырой.

Значения R и r приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей».

Систему считают выдержавшей испытания, если:

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти составляют:

– в режиме УПСВ с содержанием массовой доли воды не более 1 % (объемной доли воды не более 0,85%)

± 0,35 % - при применении поточного влагомера;

± 0,35 % - при определении массовой доли воды в нефти сырой в испытательной лаборатории;

– в режиме ДНС с содержанием объемной доли воды не более 5 %

± 0,35 % - при применении поточного влагомера;

± 0,55 % - при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории;

– в режиме ДНС с содержанием объемной доли воды не более 10 %

± 0,35 % - при применении поточного влагомера;

± 0,55 % - при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории;

– в режиме ДНС с содержанием объемной доли воды не более 20 %

± 0,85 % - при применении поточного влагомера;

± 1,1 % - при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории;

– в режиме ДНС с содержанием массовой доли воды не более 45 % (объемной доли воды не более 42,81 %)

± 1,1 % - при применении поточного влагомера;

± 3,1 % - при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории.

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».

7.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.