

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

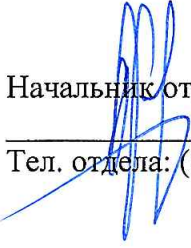
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»
Государственный научный метрологический центр
ФГУП «ВНИИР»


УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
А.С. Тайбинский
«26» января 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ № 2069
НА ПЛОЩАДКЕ ДНС С УПСВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. А. ТИТОВА
Методика поверки

МП 0482-9-2016


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 № 2069 на площадке ДНС с УПСВ нефтяного месторождения им. А. Титова (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы и параметров нефти сырой.

Интервал между поверками – один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 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.

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 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 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода нефти сырой, т/ч	От 20 до 378
Диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³ - при 20°С - при 15°С	от 836 до 932 от 839 до 935
Плотность пластовой воды, кг/м ³ , не более	1122
Диапазон давления, МПа	От 0,4 до 0,8
Диапазон кинематической вязкости при 20°С, сСт	От 4,3 до 8,5
Диапазон температуры, °С	От +15 до +70
Массовая доля воды, %, не более	20,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	10000
Содержание свободного газа, %, не более	5
Содержание растворенного газа, м ³ /т, не более	0,033
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	1,359
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 контроллер измерительный FloBoss мод. S600+ (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством АРМ оператора.

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	Программный комплекс НГИ Flow			Контроллер измерительный FloBoss S600+
Идентификационное наименование ПО	NGI_FLOW.dll	КМН.dll	КМН_PP.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.0.1.1	1.0	1.0.0.0	06.21
Цифровой идентификатор ПО	92B3B72D	43E3B2A1	EF30947D	6051

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
Расходомер массовый Promass 83F (далее – СРМ)	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»; МП 15201-11 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки»
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МИ 2816-2012 «Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм3Т (далее – ВП)	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2Т (далее – ВП)	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»
Датчик давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки»

Окончание таблицы 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователь измерительный Rosemount 644	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 1344Р. Методика поверки»
Контроллер измерительный FloBoss S600+	МП 117-221-2013 «ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки»
Прибор УОСГ	002.00.00.000 РЭ «Прибор УОСГ-100 СКП. Руководство по эксплуатации»
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки»
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИФ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

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

Датчики давления Метран-150, предназначенные для измерений разности давления и расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, установленный в блоке измерений параметров нефти сырой, могут подлежать калибровке или поверке.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

Относительная погрешность измерений массы нефти сырой не должна превышать – при отсутствии свободного газа в сырой нефти за погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ $\pm 0,25\%$ для рабочего СРМ, $\pm 0,2\%$ для контрольного СРМ;

– при содержании свободного газа в сырой нефти от 0% до 1% $\pm 2,5\%$;

– при содержании свободного газа в сырой нефти от 1% до 5% $\pm 10\%$.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

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

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

где

δM_C – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

$\Delta W_в$	– абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;
$W_в$	– массовая доля воды в сырой нефти, %;
$\Delta W_{мп}$	– абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;
$W_{мп}$	– 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, %.
ΔW_{pz}	– абсолютная погрешность определения растворенного газа, %
$\Delta W_{сз}$	– абсолютная погрешность измерений свободного газа, объемная доля, %, вычисляемая по формуле
W_{pz}	– массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %
$W_{сз}$	– массовая доля свободного газа в сырой нефти, %

Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто сырой нефти не превышает

- 1) при отсутствии свободного газа в сырой нефти:
 - при определении объемной доли воды с применением ВП:
 - $\pm 0,35\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5%;
 - $\pm 0,4\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10%;
 - $\pm 0,7\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%).
 - при определении массовой доли воды в сырой нефти по ГОСТ 2477:
 - $\pm 0,65\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5%;
 - $\pm 0,7\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10%;
 - $\pm 1,0\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%);
- 2) при содержании свободного газа в сырой нефти от 0% до 1%
 - при определении объемной доли воды с применением ВП:
 - $\pm 2,8\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5%;
 - $\pm 2,8\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10%;
 - $\pm 2,8\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%).
 - при определении массовой доли воды в сырой нефти по ГОСТ 2477:
 - $\pm 2,8\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5%;
 - $\pm 2,8\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10%;
 - $\pm 2,9\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%);
- 3) при содержании свободного газа в сырой нефти от 1% до 5%
 - при определении объемной доли воды с применением ВП:
 - $\pm 11,0\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5%;
 - $\pm 11,0\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10%;
 - $\pm 11,0\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%).
 - при определении массовой доли воды в сырой нефти по ГОСТ 2477:
 - $\pm 11,0\%$ при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5%;

± 11,0% при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10%;
± 11,0% при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 15,7% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 20,0%).

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».

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти и соответствующий им диапазон расходов. За значение минимального расхода принимают минимальных расход СРМ, установленного на измерительной линии системы (согласно свидетельства о его поверке) или значение минимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно больше. За значение максимального расхода принимают максимальный расход СРМ, установленного на рабочей измерительной линии системы (согласно свидетельства о его поверке) или значение максимального расхода, указанного в описании типа на систему, если оно меньше.

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.