

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

«03» ноября 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
НА ДНС «РАССВЕТСКАЯ»
Методика поверки

МП 0683-9-2017

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 методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Рассветская» (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы 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 – Метрологические и технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 55 до 236

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление нефти, МПа – рабочее – минимально допустимое – максимальное: – на входе системы – после насосов блока измерений параметров нефти сырой	2,8 1,5 4,0 4,4
Диапазон температуры сырой нефти, °С	от +5 до +35
Вязкость кинематическая измеряемой среды при 20 °С, мм ² /с (сСт)	16,77
Диапазон плотности при рабочих условиях, кг/м ³	от 1096,65 до 1113,32
Плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартны условиях, кг/м ³	863,9
Диапазон плотности пластовой воды, кг/м ³	от 1100 до 1177
Давление насыщенных паров при максимальной температуре, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Диапазон объемной доли воды, %	От 10 до 99
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,002
Содержание свободного газа	не допускается
Содержание растворенного газа, м ³ /т	4,5186
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 Проверка идентификации и защиты ПО системы.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО «Rate оператора УУН» (основное и резервное) осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных ОКТОПУС-Л (ОСТОПУС-L) (основной/резервный) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО «Rate оператора УУН» (основное и резервное)	ПО комплекса измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (ОСТОПУС-Л) (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	Rate оператора УУН	Formula.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1	6.05
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	DFA87DAC

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 инструкцией 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. CMF 400 (далее – СРМ)	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые с частотно-импульсным выходом. Методика поверки передвижной поверочной установкой «ПУМА»
Влагомер сырой нефти ВСН-2 (далее – ВП)	МП 0016-2-2012 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки»
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи температуры Метран-286	МИ 280.01.00-2013 «Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех. Методика поверки»

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	Нормативные документы
Комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (ОСТОПУС-L)	«ГСИ. Инструкция. Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки» МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л»). Методика поверки»
Преобразователь расхода турбинный NuFlo	МИ 3380-2012 «Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой» МИ 3016-2006 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные счетчиков жидкости. Методика поверки на установке УПСЖ 400/1500»
Термометры биметаллические показывающие	МП 46078-16 «Термометры биметаллические показывающие. Методика поверки»
Манометры МП	«Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, моновакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие»
Примечание: 1. Периодичность поверки термометры биметаллические показывающие один раз в три года, остальных СИ, входящих в состав системы один раз в год. 2. Преобразователи давления и манометры, предназначенные для измерений разности давления и преобразователь расхода турбинный NuFlo, установленный в блоке измерений параметров нефти сырой, могут подлежать калибровке или поверке.	

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

За погрешность измерений массы нефти сырой принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ $\pm 0,25\%$ для рабочего 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 δM_n , %, определяют расчетным путем по формуле:

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

где δM_C – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;
 ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;
 ΔW_{MP} – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;
 ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;
 ΔW_{PG} – абсолютная погрешность определения растворенного газа, %;

$$\Delta W_{PG} = \frac{\Delta \varphi_{PG} \cdot \rho_G}{\rho_H} \cdot 100\% \quad (2)$$

где $\Delta\varphi_{pг}$ - абсолютная погрешность измерений содержания растворенного газа, определяемая по МИ 2575, м³/м³;

$\rho_{г}$ - плотность попутного нефтяного газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м³, определяемая в испытательной лаборатории;

$\rho_{н}$ - плотность сырой нефти, содержащий в себе растворенный газ, приведенная к рабочим условиям при давлении и температуре в ИЛ, определяемая по аттестованной методике измерений плотности, кг/м³;

$W_{в}$ - массовая доля воды, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории, либо по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

$W_{мп}$ - массовая доля механических примесей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории;

$W_{хс}$ - массовая доля хлористых солей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории

$$\Delta W_{хс} = 0,1 \times \frac{\Delta\varphi_{хс}}{\rho_{н}^{хс}}, \quad (3)$$

$\Delta\varphi_{хс}$ - абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти, мг/дм³;

$\rho_{н}^{хс}$ - плотность обезвоженной дегазированной нефти при условиях измерений $\varphi_{хс}$, определенная в испытательной лаборатории, кг/м³.

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:

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

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».

Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти:

-при определении массовой доли воды с применением влагомера ВСН-02; %:

- при содержании объемной доли воды от 10 до 20	± 1,5
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50	± 2,5
- при содержании объемной доли воды от 50 до 70	± 5,0
- при содержании объемной доли воды от 70 до 85	± 15,0
- при содержании объемной доли воды от 85 до 90	± 23,0
- при содержании объемной доли воды от 90 до 95	± 45,0

- при содержании объемной доли воды в сырой нефти выше 95% пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой не нормируются;

-при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории, %:

- при содержании объемной доли воды от 10 до 20	±1,5
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50	±5,5
- при содержании объемной доли воды от 50 до 70	±12,0
- при содержании объемной доли воды от 70 до 85	±29,0
- при содержании объемной доли воды от 85 до 90	±46,0

- при содержании объемной доли воды в сырой нефти выше 90% пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой не нормируются.

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.