

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-L) (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»
<p>Примечание:</p> <p>1. Периодичность поверки термометры биметаллические показывающие один раз в три года, остальных СИ, входящих в состав системы один раз в год.</p> <p>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.</p>	

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.