

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

«12» сентября 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
НА УПСВ-3 МАМОНТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»
Методика поверки

МП 0813-9-2018

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

г. Казань
2018

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 УПСВ-3 Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – система), для автоматизированных измерений массы нефти сырой.

Поверку системы проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Если очередной срок поверки средств измерений из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, поверяется только это средство измерений, при этом поверку системы не проводят.

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

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.

При проведении поверки на месте эксплуатации характеристики измеряемой среды 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
Измеряемая среда	Нефть сырая
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, м ³ /ч	От 110 до 850
Диапазон измерений давление сырой нефти (рабочее), МПа	От 0,9 до 1,5
Диапазон температуры сырой нефти, °С	От +20 до +70
Вязкость кинематическая сырой нефти, мм ² /с (сСт), не более	16,5
Диапазон плотности сырой нефти при рабочих условиях, кг/м ³	От 843,4 до 873,0
Диапазон плотности обезвоженной нефти при стандартных условиях, кг/м ³	От 863 до 873,4
Плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м ³ , не более	1011
Давление насыщенных паров при максимальной температуре, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	0,6
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	114,3
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,005
Содержание свободного газа	Не допускается
Содержание растворенного газа, м ³ / м ³	От 0,08 до 2,3
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³ , не более	1,002
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 Проверка идентификационных данных ПО «Rate АРМ оператора УУН» (основное и резервное) осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л («ОСТОПУС-Л») (основной и 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 APM оператора УУН» (основное и резервное)	ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	Rate APM 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 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. CMFHC2 (далее – СРМ)	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 25.07.2010 МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»
Влагомер нефти микроволновый МВН-1.1 (далее – ВП)	«ГСИ. Микроволновый влагомер нефти МВН-1. Методика поверки», утвержденная ГНМЦ ВНИИР 21.09.2004 г.
Преобразователи температуры Метран-286	МИ 280.01.00-2013 «Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в июне 2013 г.
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	Нормативные документы
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. 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»
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	«ГСИ. Инструкция. Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 18 декабря 2009
Контроллер программируемый Simatic S7-400	МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 16 июня 1999 г.
Термометры биметаллические показывающие	МП 46078-16 «Термометры биметаллические показывающие. Методика поверки» Инструкция «Термометры биметаллические. Методика поверки», разработанная и утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», сентябрь 2010 г.
Манометры ФТ модели МТИф	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, моновакуумметры, напорометры, тягомеры, тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Примечание:

1. Периодичность поверки СИ, входящих в состав системы в соответствии с их описанием типа. Периодичность поверки системы 1 раз в год

2. Преобразователи давления и манометры, предназначенные для измерений разности давления и расходомер ультразвуковой UFM 3030, 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

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

где δM_C – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

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, %;

$$\Delta W_{PG} = \frac{\Delta \varphi_{PG} \cdot \rho_{G20}}{\rho_{CH}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

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

ρ_{G20} – плотность попутного нефтяного газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м³, определяемая в испытательной лаборатории;

ρ_{CH} – 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_B – 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_{XC} – массовая доля хлористых солей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории.

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{OH_{\varphi_{XC}}}}, \quad (3)$$

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

$\rho_{OH_{\varphi_{XC}}}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефти при условиях измерений φ_{XC} , 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 2477-2014 «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 измерений массы нетто сырой нефти, %:

- массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды влагомером нефти микроволновым МВН-1.1 при содержании объемной доли воды от 0 до 0,513 % вкл.; ±0,35
- массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории при содержании объемной доли воды от 0 до 0,513 % вкл. ±0,35

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.