

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

«08» февраля 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
НА ВЫХОДЕ ДНС ВОСТОЧНО-ПРАВДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Методика поверки

МП 0747-9-2018

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 инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС Восточно-Правдинского месторождения (далее – система), предназначенную автоматизированных измерений массы и параметров нефти сырой, транспортируемой по трубопроводу, с фиксацией массы нефти сырой за отчетный интервал времени (измерений и регистрация массы нефти сырой с нарастающим итогом).

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 характеристики
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 50 до 210
Измеряемая среда	нефть сырая

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 50 до 210
Диапазон плотности сырой нефти при 20°С, кг/м ³	от 888,5 до 950,0
Диапазон плотности пластовой воды при 20°С, кг/м ³	от 1005 до 1015
Кинематическая вязкость, сСт, не более	19,5
Диапазон давления, МПа - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое	от 3,4 до 3,8 1,2 4,5
Диапазон температуры сырой нефти, °С	+25 до +60
Диапазон массовой доли воды в сырой нефти, %	от 75 до 91
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,5
Диапазон массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти, мг/дм ³	от 42,1 до 47,1
Диапазон содержания растворенного газа, м ³ /м ³	от 0,8 до 3,2
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³ , не более	0,96
Содержания свободного газа, %	не допускается
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.

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

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (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	
	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (основной и резервный)	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	«ОЗНА-Flow»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10	2.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	24821CE6	64C56178

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
Расходомеры массовые Promass 83F (далее – СРМ)	МП 15201-11 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки»
Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ-100 (далее – влагомер поточный)	МП 0310-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные ВСН-АТ. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP51	МП 41560-09 «Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG»
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR 88 в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT82	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки»
Термометры биметаллические показывающие	«Термометры биметаллические. 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»

Периодичность поверки СИ, входящих в состав системы в соответствии с описанием типа.

Датчики давления, манометры, предназначенные для измерений разности давления и расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, установленный в блоке контроля параметров нефти сырой, подлежат 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 $\delta M_H, \%$:

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

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

ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

ΔW_{PG} – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, определяемая по формуле

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

где $\Delta \varphi_{PG}$ – абсолютная погрешность измерений содержания растворенного газа, определяемая по МИ 2575, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %, определяемая по формуле

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

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, $\text{мг}/\text{дм}^3$ ($\text{г}/\text{м}^3$).

При определении содержания воды в сырой нефти с помощью ВП абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{100 \cdot \Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{(100 - \varphi_B) \cdot \rho_H + \varphi_B \cdot \rho_B}, \quad (4)$$

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %.

Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

Для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений соответствующего параметра сырой нефти 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».

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %

- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-АТ-100, %:

- - при содержании от 75% массовой доли воды до 85% включ. объемной доли воды: $\pm 8,5$;

- - при содержании объемной доли воды от 85% до 89,85% включ. (массовой доли воды до 91 %): $\pm 19,0$.

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».

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.