

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

«25» января 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
ДНС-К КУДРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Методика поверки

МП 0911-9-2019

Начальник отдела НИО-9

К.А. Левин

Тел. отдела: (843)273-28-96

г. Казань
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой ДНС-К Кудринского месторождения (далее – система), предназначенную для измерений в автоматизированном режиме 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).

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 характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 50 до 400
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от + 20 до + 80
Давление измеряемой среды, МПа - рабочее - максимальное	от 1,2 до 2,0 3,2
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Кинематическая вязкость измеряемой среды, сСт, не более	19,5
Плотность обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С и абсолютном давлении 101,325 кПа, кг/м ³	878,6
Плотность пластовой воды при 20 °С, кг/м ³ , не более	1011
Диапазон объемной доли воды, %	от 10 до 98
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,009
Массовая доля парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа, %	не допускается
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	0,1
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	139,4
Режим работы системы	непрерывный
эжПотребляемая мощность, кВт, не более	10
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -55 до +34 до 100 100±5
Средний срок службы, год, не менее	10

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 АРМ оператора осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л («ОСТОПУС-L») (рабочий и резервный) осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации МС 200.00.00.01 РЭ.

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 АРМ оператора	ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (рабочий и резервный)
Идентификационное наименование ПО	OZNA-Flow V 2.0	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.0	6.05
Цифровой идентификатор ПО	64C56178	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
Расходомеры массовые Promass 83F (далее – СРМ)	МП 15201-11 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки» с изменениями №2, утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 12.01.2017
Влагомеры сырой нефти ВСН-2-50-100-01 (далее – ВП)	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 15.10.2012
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», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	Нормативные документы
Преобразователи давления измерительные Deltabar M PMD55	МП 41560-09 «Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR 88	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», 2011 г.
Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT82	МП 57947-14 с изменением 1 «Преобразователи измерительные iTEMP TMT. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 05.04.2018 г.
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-300. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентября 2011 г.
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L»)	«ГСИ. Инструкция. Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L») Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 18 декабря 2009
Термометры биметаллические показывающие	«Термометры биметаллические. Методика поверки», разработанная и утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», сентябрь 2010 г. МП 46078-16 «Термометры биметаллические показывающие. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 07 августа 2015 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5ШО.283.421МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»
Примечание:	
1. Периодичность СИ, входящих в состав системы в соответствии с их описанием типа.	
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

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

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

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

$\Delta \varphi_{PG}$ – абсолютная погрешность измерений содержания растворенного газа, определяемая по МИ 2575-2002, м³/м³;

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

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

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

$\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³).

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 33701-2015.

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 и r – соответственно воспроизводимость и сходимостъ метода определения соответствующего параметра сырой нефти, значения которых приведены в ГОСТ 21534-76, ГОСТ 6370-83.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %:

- при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера сырой нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования (с Изменениями №1. 2)», %:

- при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % вкл.	±1,30
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % вкл.	±2,1
- при содержании объемной доли воды от 50 до 70 % вкл.	±4,3
- при содержании объемной доли воды от 70 до 85 % вкл.	±12,6
- при содержании объемной доли воды от 85 до 90 % вкл.	±18,9
- при содержании объемной доли воды от 90 до 95 % вкл.	±37,8
- при содержании объемной доли воды от 95 до 98 % вкл.	±95,0

- при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по МЦКЛ.0229М-2014 «Инструкция. ГСИ. Объемная и массовая доля воды в сырой нефти.

Методика измерений комбинированным методом» (свидетельство об аттестации №1.00140/391-14 от 17.02.2014),, %, в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005:

- при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % вкл.	±0,6
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % вкл.	±0,8
- при содержании объемной доли воды от 50 до 70 % вкл.	±1,3
- при содержании объемной доли воды от 70 до 85 % вкл.	±2,6
- при содержании объемной доли воды от 85 до 90 % вкл.	±3,8
- при содержании объемной доли воды от 90 до 94,3 % вкл. (до 95 % вкл. массовой доли воды)	±6,7

Относительная погрешность измерений массы нефти сырой СИКНС не должна превышать значение ±0,25%.

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. №815 «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. №815 «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.