

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 » августа 2018 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ  
НА ДНС-18 МАМОНТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Методика поверки

МП 0820-9-2018

Начальник отдела НИО-9

 К.А. Левин

Тел. отдела: (843)273-28-96

г. Казань  
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Кудусов Д.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-18 Мамонтовского месторождения (далее – система), предназначенную для 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
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 50 до 700
Диапазон избыточного давления сырой нефти, МПа	от 0,6 до 3,2
Диапазон температуры сырой нефти, °С	от + 20 до + 80
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не более	19,5
Плотность обезвоженной дегазированной нефти при 20 °С и абсолютном давлении 101,325 кПа, кг/м <sup>3</sup>	878,6
Плотность пластовой воды при 20 °С и атмосферном давлении, кг/м <sup>3</sup> , не более	1011
Давление насыщенных паров при максимальной температуре, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Диапазон объемной доли воды, %	от 10 до 98
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	120,1
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,065
Содержание свободного газа	не допускается
Содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,5
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	6.05	2.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	DFA87DAC	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, входящие в состав СИКНС, и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Расходомеры массовые Promass 83F (далее – СРМ)	МП 15201-11 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки»
Влагомер сырой нефти ВСН-2-50-100 (далее – влагомер поточный)	Инструкция. ГСИ. Влагомер сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012»
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»
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR 88 в комплекте с измерительным преобразователем модели TMT82	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки»
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»
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	«ГСИ. Инструкция. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки»
Термометры биметаллические показывающие ТБ	МП 46078-11 «Термометры биметаллические. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

Окончание таблицы 4 – СИ, входящие в состав СИКНС, и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Манометры для точных измерений МТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

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

Преобразователи давления измерительные, 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 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

$\delta M_H, \%$ :

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

где  $\delta M_C$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

$\Delta W_B$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

$\Delta W_{PG}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, определяемая по формуле

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

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 %;

$\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %, определяемая по формуле

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

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, %.

При определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории абсолютная погрешность измерений определяется согласно Инструкции «ГСИ. Объемная и массовая доля воды в сырой нефти. Методика измерений комбинированным методом» МЦКЛ.0229М-2014.

Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории 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  $R$  и  $r$  – соответственно воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего параметра сырой нефти, значения которых приведены в ГОСТ 21534, ГОСТ 6370.

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

Систему считают выдержавшей испытания, если:

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 ВСН-2 (модификации ВСН-2-50-100-01), %:

- при содержании объемной доли воды от 10 до 20 % вкл.  $\pm 1,4$ ;
- при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % вкл.  $\pm 2,1$ ;
- при содержании объемной доли воды от 50 до 70 % вкл.  $\pm 4,4$ ;
- при содержании объемной доли воды от 70 до 85 % вкл.  $\pm 13,0$ ;
- при содержании объемной доли воды от 85 до 90 % вкл.  $\pm 19,4$ ;
- при содержании объемной доли воды от 90 до 95 % вкл.  $\pm 38,8$ ;
- при содержании объемной доли воды от 95 до 98,0% вкл.  $\pm 95,0$ .

при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по МЦКЛ.0229М-2014, %:

- при содержании массовой доли воды от 10% объемной доли воды не более 20 %  $\pm 0,6$ ;
  - при содержании объемной доли воды от 20 до 50 % вкл.  $\pm 0,8$ ;
  - при содержании объемной доли воды от 50 до 70 % вкл.  $\pm 1,4$ ;
  - при содержании объемной доли воды от 70 до 85 % вкл.  $\pm 2,6$ ;
  - при содержании объемной доли воды от 85 до 90 % вкл.  $\pm 3,9$ ;
  - при содержании объемной доли воды от 90 до 94,3% вкл.  $\pm 6,7$ .
- (до 95% вкл. массовой доли воды)  $\pm 6,7$ .

## 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.