

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И  
МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»  
Государственный научный метрологический центр  
ФГУП «ВНИИР»



ИНСТРУКЦИЯ  
Государственная система обеспечения единства измерений  
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ  
ДНС-2 МАЛОБАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
Методика поверки

МП 0756-9-2018

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 ДНС-2 Малобалыкского 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 характеристики
Диапазон измерений расхода в режиме ДНС, м <sup>3</sup> /ч	от 50 до 700
Диапазон измерений расхода в режиме УПСВ, м <sup>3</sup> /ч	от 50 до 500
Измеряемая среда	нефть сырая
Температура измеряемой среды, °С	от +20 до +70
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 1,2 до 4,5
Плотность обезвоженной дегазированной нефти при 20 0С и абсолютном давлении 101,325 кПа, кг/м <sup>3</sup>	867,6
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup> , не более	1011
Кинематическая вязкость измеряемой среды, сСт, не более	19,5
Диапазон объемной доли воды в сырой нефти, %, не более	от 10 до 98
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,009
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	102,9
Содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	4,3
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> , не более	0,96
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы	непрерывный
* ДНС – дожимная насосная станция; ** УПСВ – установка предварительного сброса воды.	

## 5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации системы и НД на методику 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 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 преобразователем измерительным серии iTEMP 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» («OCTOPUS-L»)	«Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-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»

Окончание таблицы 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5ШО.283.421МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. 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

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

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 %;

$\Delta W_{XC}$  – 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, %.

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-2 (модификации ВСН-2-50-100) 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.  $\pm 1,4$ ;
- при содержании объемной доли воды от 20% до 50% вкл.  $\pm 2,1$ ;
- при содержании объемной доли воды от 50% до 70% вкл.  $\pm 4,3$ ;
- при содержании объемной доли воды от 70% до 85% вкл.  $\pm 12,9$ ;
- при содержании объемной доли воды от 85% до 90% вкл.  $\pm 19,3$ ;
- при содержании объемной доли воды от 90% до 98% вкл.  $\pm 96,2$ ;

– при измерении массы нетто сырой нефти 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», % в соответствии с ГОСТ Р 8.615:

- 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.  $\pm 1,3$ ;
- при содержании объемной доли воды от 70% до 85% вкл.  $\pm 2,6$ ;
- при содержании объемной доли воды от 85% до 90% вкл.  $\pm 3,8$ ;
- при содержании объемной доли воды от 90% до 94,24% вкл. (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.