

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




Заместитель директора по развитию  
А.С. Тайбинский  
«10» ноября 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ  
Государственная система обеспечения единства измерений  
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ № 2021  
ОАО «МЕЛЛЯНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 0331-9-2015

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

Казань  
2016 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой № 2021 ОАО «Меллянефть» (далее – система), предназначенную для измерений массы сырой нефти, при проведении коммерческих операций между поставщиком – ОАО «Меллянефть» и покупателем – НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть».

Интервал между поверками – один год.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия 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 Основные средства поверки системы

2.1.1 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 (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 должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи сырой нефти.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 6 до 50
Диапазон плотности, кг/м <sup>3</sup>	от 890 до 990
Кинематическая вязкость при 20 °С, сСт, не более	100
Диапазон давления, МПа	от 0,1 до 1,6
Диапазон температуры, °С	от плюс 5 до плюс 35
Объемная доля воды, %, не более	11,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	20000
Содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более	0,2
Содержание свободного газа, %, не более	0,2
Диапазон плотности газа при нормальных условиях, кг/м <sup>3</sup>	От 1,1 до 1,6
Режим работы системы	периодический

### 5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией 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 идентификационных данных ПО

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО основного вычислительного компонента системы Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОПУС-Л) (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством по эксплуатации на ИВК.

6.2.4 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОПУС-Л)
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.05
Цифровой идентификатор ПО	DFA87DAC
Другие идентификационные данные	3.19.7

### 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 систему четкие и соответствуют требованиям технической документации.

### 6.3 Опробование

6.3.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав системы.

6.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.3.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек сырой нефти.

### 6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 200 (далее – СРМ)	«Инструкция. ГСИ. Расходомеры-счетчики массовые. Методика поверки с применением установки поверочной УЭПМ-АТ»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пмЗ (далее – ВП)	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Первичный измерительный преобразователь объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН	МИ 2689-2001 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователь первичный измерительный объемной доли воды в нефти типа ПИП-ВСН. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователем измерительным 644	ГОСТ Р 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» «Преобразователи измерительные 248. 644, 3144Р,3244MV. Методика поверки» МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
ИВК	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»). Методика поверки»

Окончание таблицы 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Периодичность поверки термометров один раз в три года, остальных СИ, входящих в состав СИКНС – не реже одного раза в год.

Преобразователи давления измерительные 3051, предназначенные для измерений разности давления, счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш, установленный в блоке измерений параметров нефти сырой подлежат поверке или калибровке один раз в год.

#### 6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ.

Относительная погрешность измерений массы сырой нефти не должна превышать  $\pm 0,25\%$  для рабочего СРМ,  $\pm 0,2\%$  для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного.

#### 6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти  $\delta M_H$ , %, определяют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2021 ОАО «Меллянефть» при ДНС-112д НГДУ «Бавлынефть» (свидетельство об аттестации методики измерений 0001.310069-2012/14-15 от 28.12.2015, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2016.23608) по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_C^2 + \left(\frac{\Delta W_в}{1 - \frac{W_в}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{рз}}{1 - \frac{W_{рз}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{сг}}{1 - \frac{W_{сг}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{мн}}{1 - \frac{W_{мн}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xc}}{100}}\right)^2} \quad (1)$$

где

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

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

$W_в$  – массовая доля воды, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории либо по результатам измерений объемной доли воды с применением ВП;

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

$W_{мн}$  – массовая доля механических примесей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории;

$\Delta W_{xc}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории.

$\Delta W_{рз}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа, %;

$W_{рз}$  – массовая доля растворенного газа, %

$\Delta W_{ce}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли свободного газа, %;

$W_{ce}$  – массовая доля свободного газа, %

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего параметра сырой нефти абсолютную погрешность его измерений  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (1)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего параметра сырой нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

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

Относительная погрешность измерений массы нетто сырой нефти системой не превышает:

- при измерении массы нетто сырой нефти при определении объемной доли воды с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм3, %:

- при содержании объемной доли воды от 0% до 5%  $\pm 0,4$

- при содержании объемной доли воды от 5 % до 10%  $\pm 0,5$

- при измерении массы нетто сырой нефти при определении объемной доли воды в сырой нефти в лаборатории в соответствии с аттестованной методикой измерений объемной доли воды в сырой нефти, %:

- при содержании объемной доли воды от 0 % до 5%  $\pm 0,35$

- при содержании объемной доли воды от 5 % до 10%  $\pm 0,4$

6.5.3.3 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто сырой нефти не превышает значений, указанных в п. 6.5.3.2.

## 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.