

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

«19» июля 2018 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений  
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ  
НГДУ «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ» НА УПС «БАХЧИСАРАЙ» НГДУ «ПРИКАМНЕФТЬ»  
Методика поверки

МП 0715-9-2017

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 методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой НГДУ «Азнакаевскнефть» на УПС «Бахчисарай» НГДУ «Прикамнефть» (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы нефти сырой.

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.

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 нефти сырой.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть сырая

Продолжение таблицы 2 – Метрологические и технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 20 до 100
Диапазон плотности сырой нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	от 860 до 905
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup> , не более	1200
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 20 до 90
Диапазон давления, МПа	от 0,9 до 3,0
Диапазон температуры, °С	от минус 2 до плюс 30
Массовая доля воды в сырой нефти, %, не более	10,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,02
Массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм <sup>3</sup> , не более	20000

### 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 идентификации и защиты ПО системы.

6.2.1 Проверка идентификационных данных АРМ оператора «Плазма» осуществляется в соответствии с руководством пользователя.

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	АРМ оператора «Плазма»		
Идентификационное наименование ПО	dMetro150v13.dll	TELE_Server.exe	ARM_SIKN.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3	1.3	1.3
Цифровой идентификатор ПО	0961BEF2	0E0B193F	9D219CD5

#### 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 инструкцией 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
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 300 (далее – СРМ)	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые с частотно-импульсным выходом. Методика поверки мобильной эталонной установкой «МЭУ-100-4,0»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (далее – ВП)	МИ 2366-96 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки» МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»
Датчики давления Метран-100	МИ 4212-012-2001 «Датчики (измерительные преобразователи) давления типа «Метран». Методика поверки»
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-274	Руководство по эксплуатации 271.01.00.000 РЭ согласно раздела «Методика поверки» «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех. Руководство по эксплуатации» 271.01.00.000 РЭ Руководство по эксплуатации 271.01.00.000 РЭ согласно раздела 3.4, утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в сентябре 2011 г. МИ 2356-2001 «Рекомендация. ГСИ. Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСМУ-055, ТСМУ-205, ТСПУ-055, ТСПУ-205, ТХАУ-205, ТХКУ-205. Методика поверки»
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	«Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03». Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 28.01.2000 г.
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 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапорометры, показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Примечание:

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

2. Преобразователи давления измерительные 3051 и манометры, предназначенные для измерений разности давления и счетчик нефти турбинный МИГ-М-32, установленный в узле 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 и резервного СРМ.

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

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти  $\delta M_{HCH}$ , %, определяют расчетным путем по формуле:

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

$\delta M_{CH}$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

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

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

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

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{CH} \phi_{XC}}, \quad (2)$$

где  $\Delta \varphi_{XC}$  – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>).

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

$$\Delta W_{PG} = \frac{\Delta \varphi_{PG} \cdot \rho_{PG}}{\rho_{CH}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

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

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти сырой в лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

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 2477-2014 «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 определения массы нетто сырой нефти:

- пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в сырой нефти по ГОСТ 2477 в испытательной лаборатории составляют:

± 0,68% при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5%;

± 0,6% при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 7,38% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 10,0%).

- пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при определении объемной доли воды с применением поточного влагомера по данной МИ составляют:

± 0,56% при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5%;

± 0,6% при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 7,38% (при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 10,0%).

## **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.