

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  
«26» апреля 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений  
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ  
№ 2072 ООО «МНКТ»  
Методика поверки

МП 0563-9-2017

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

г. Казань  
2017

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 № 2072 ООО «МНКТ» (далее – система), предназначенную для автоматических измерений массы и параметров нефти сырой при учетно-расчетных операциях между ООО «МНКТ» и ООО «Башнефть-Добыча».

Интервал между поверками – один год.

### 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

| 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   |
|---|--|
| Измеряемая среда  | нефть сырая  |
| Количество измерительных линий, шт.   | 2 (1 рабочая,<br>1 резервная)  |
| Диапазон измерений расхода, т/ч   | от 12 до 60  |
| Характеристики измеряемой среды:<br>диапазон плотности сырой нефти при 15°C, кг/м <sup>3</sup><br>плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup> , не более<br>диапазон давления, МПа<br>диапазон кинематической вязкости, сСт<br>диапазон температуры, °С<br>объемная доля воды, %, не более<br>массовая доля механических примесей, %, не более<br>массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более<br>содержание свободного газа, %<br>содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /т | от 880 до 920<br>1200<br>от 1,4 до 4,0<br>от 10 до 150<br>от +5 до +30<br>6,0<br>0,1<br>1270<br>отсутствует<br>отсутствует |
| 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 идентификации и защиты ПО системы.

#### 6.2.1 Проверка идентификационных данных программного комплекса «Сropos»:

Для проверки идентификационных данных (признаков) программного комплекса «Сropos» необходимо в основном меню нажать кнопку «Настройки», а затем в появившемся окне нажать кнопку «Проверить CRC», (кнопка может располагаться непосредственно в основном меню). После этого на дисплее АРМ оператора отобразится идентификационная форма ПК «Сropos», содержащая наименование, номер текущей версии и контрольную сумму метрологически значимой части ПК «Сropos».

#### 6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (основной/резервный):

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для обоих контроллеров (основного и резервного).

С помощью кнопок на передней панели контроллера перейти из главного меню в меню «System settings», затем «Module S-ware H-ware». На экране контроллера появится меню, в котором указаны номер версии и контрольная сумма CRC-16 флэш-памяти контроллера, хранящей операционную систему.

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО системы

| Идентификационные данные (признаки)       | Значение  |  |   |
|---|---|--|---|
|   | Контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000 (основной) | Контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000 (резервный) | АРМ оператора на базе программного комплекса «Сторос» |
| Идентификационное наименование ПО         | -   | -  | metrology.dll   |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 24.75.01  | 24.75.01   | 1.37  |
| Цифровой идентификатор ПО                 | EVE1  | EVE1   | DCB7D88F  |

### 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   |
|--|---|
| Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF200 (далее – СРМ) | МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»;<br>«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» |
| Влагомер нефти поточный УДВН-1пм1 (далее – ВП)                       | МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»  |
| Преобразователь давления измерительный 3051                          | МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»<br>«Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»  |
| Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65               | ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»   |

Окончание таблицы 4

| Наименование СИ  | Нормативные документы  |
|--|--|
| Преобразователь измерительный Rosemount 644                  | МИ 2470-2000 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы FISHER-ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки»;<br>МИ 2672-2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R и цифрового прецизионного термометра DTI-1000 фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания» |
| Датчик температуры 644                                       | «Инструкция. Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки»   |
| Преобразователь плотности жидкости измерительные модели 7835 | МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»<br>МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»<br>МИ 3240-2009 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»   |
| Контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000             | МИ 3156-2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки»;<br>Рекомендация «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 (модификации OMNI-3000 PRC, OMNI-3000/6000 NEMA-4, OMNI-3000/6000 NEMA-7, OMNI-3000/6000 NEMA-4X, OMNI-3000/6000 NEMA-PMN40, OMNI-3000/6000 NE40PT         |
| Прибор УОСГ-100 СКП  | 002.00.00.000 РЭ «Прибор УОСГ-100 СКП. Руководство по эксплуатации»  |
| Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4               | ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»  |
| Манометр для точных измерений МТИ                            | МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»  |

Примечание:

1. Периодичность поверки термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 один раз в три года, остальных СИ, входящих в состав системы один раз в год.
2. Преобразователи давления измерительные 3051 и манометры для точных измерений МТИ, предназначенные для измерений разности давления и счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш, 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 рабочего и резервного СРМ.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти  $\delta M_n$ , %, определяют расчетным путем по формуле:

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_C^2 + \frac{\Delta W_в^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_в + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где  $\delta M_C$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;  
 $\Delta W_в$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;  
 $\Delta W_{мп}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;  
 $\Delta W_{xc}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;  
 $W_в$  – массовая доля воды в сырой нефти, %;  
 $W_{мп}$  – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;  
 $W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

$$\Delta W_{xc} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{xc}}{\rho_{од}^{xc}}, \quad (2)$$

где  $\Delta \varphi_{xc}$  – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти, мг/дм<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:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

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».

Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность определения массы нетто сырой нефти при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 6 % при определении массовой доли воды в сырой нефти по ГОСТ 2477-65 не превышает  $\pm 0,8$  %.

## 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.