

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»  
(ФГУП ВНИИР)

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ  
ФГУП ВНИИР



В.Г. Соловьев

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2023  
ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть»

Методика поверки

Казань  
2012 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП ВНИИР

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Левин К.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП ВНИИР

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть» (далее – система), принадлежащую ООО «ТНГК-Развитие» и предназначенную для автоматических измерений массы сырой нефти при проведении учетных операций на объекте УУН Западно-Бурейкинского месторождения, и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

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 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Проверка идентификационных данных программного обеспечения	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 Установка передвижная поверочная (далее – ПУ) с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки СРМ в их рабочем диапазоне измерений и пределами допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,05\%$  или  $\pm 0,1\%$ ;

2.2 Калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $155\text{ }^{\circ}\text{C}$ , пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,04\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

2.3 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3\text{ мкА}$  в диапазоне от  $0,5$  до  $20\text{ мА}$ , пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов  $\pm 5 \times 10^{-4}$  в диапазоне от  $0,1$  до  $15000\text{ Гц}$ , пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2\text{ имп.}$  в диапазоне от  $20$  до  $5 \times 10^8\text{ имп.}$

2.4 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления  $0\text{ бар}$ , верхний предел воспроизведения давления  $1,03424\text{ бар}$  ( $15\text{ psi}$ ), пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025\%$  от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления  $0\text{ бар}$ , верхний предел воспроизведения давления  $206\text{ бар}$ , пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025\%$  от верхнего предела измерений.

2.5 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

## 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», а также другими действующими отраслевыми 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
Изменяемая среда	Нефть сырая
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 5 до 28
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений давления, МПа	От 0,3 до 1,5
Диапазон измерений температуры, °С	От 15 до 50
Кинематическая вязкость, сСт, не более	200
Диапазон измерений плотности, кг/м <sup>3</sup>	От 900 до 950
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1165
Массовая доля воды, %, не более	5,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	2900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	0,2
Содержание растворенного газа, нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	3,0
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры электропитания	
- напряжение переменного тока, В	380 3-х фазное, 220 однофазное
Климатические условия эксплуатации системы	
- температура окружающего воздуха, °С	От минус 38 до 40
- температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	От 18 до 25
- относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 45 до 80
- относительная влажность окружающего воздуха, %	От 45 до 85
- атмосферное давление, кПа	От 84 до 106

## 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 описание типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее – ИВК) проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

- включить питание ИВК;
- на передней панели ИВК, в режиме индикации, нажать клавиши «Статус», «Дисплей»;
- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) листаем до конца списка;
- на экран ИВК выводятся идентификационный номер ПО и контрольная сумма ПО.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО комплекса программного автоматизированного рабочего места оператора (АРМ «Сфера») проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

- Включить программу АРМ оператора «Сфера»
- зайти в меню "Справка"-"О Программе"
- в появившемся диалоговом окне будут указаны идентификационные данные АРМ «Сфера»

### 6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать 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 сырой нефти.

### 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 3.

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

Наименование СИ	НД
Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 200 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ)	Инструкция. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management, Fisher-Rosemount». Методика поверки мобильной эталонной установкой «ПАКВиК» МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3189-2009 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователь первичный измерительный объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН	ГСИ. Первичные измерительные преобразователи объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН. Методика поверки
Датчики температуры 644	Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания» или другие действующие НД на методики поверки
Преобразователи давления измерительные 3051 (далее – ДД)	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
ИВК	Методика поверки «Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI 300/6000 (модификации OMNI-3000 PPC, OMNI-3000/6000 NEMA-4, OMNI-3000/6000 NEMA-7, OMNI-3000/6000 NEMA-4X, OMNI-3000/6000 NEMA PMN40, OMNI-3000/6000 NE40PT)»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97, предназначенный для измерения объемного расхода сырой нефти в блоке измерений параметров сырой нефти, и ДД, предназначенные для измерения разности давления, подлежат калибровке.

При вводе в действие нового НД, отменяющего действие одного из перечисленных в таблице 3, поверку СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с требованиями НД, введенного в действие.

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

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы сырой нефти с помощью СРМ.

Поверку СРМ на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений массового расхода выполняют в автоматизированном режиме с применением ПУ в комплекте с ПП (при необходимости).

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с НД на методики поверки, приведенными в таблице 3.

Относительная погрешность измерений массы сырой нефти для рабочего и резервного СРМ не должна превышать  $\pm 0,25$  %.

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.