

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

«14 » декабря 2018 г.

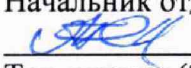


ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений  
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ  
НЕФТИ СЫРОЙ № 2033

Методика поверки

МП 0898-9-2018

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

г. Казань  
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой №2033 (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы и параметров нефти сырой при учетных операциях между ООО «МНКТ» и НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть».

Поверку СИКНП проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.

Если очередной срок поверки средств измерений из состава СИКНС наступает до очередного срока поверки СИКНС, поверяется только это средство измерений, при этом поверку СИКНС не проводят.

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
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 5 до 25
Диапазон избыточного давления сырой нефти, МПа	от 0,3 до 2,5
Диапазон температуры сырой нефти, °С	от +10 до +50
Диапазон кинематической вязкости нефти, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 50 до 200
Диапазон плотности сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>	от 900 до 950
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1160
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	2900
Содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более	1,0
Содержание свободного газа, %, не более	0,2
Плотность попутного нефтяного газа при стандартных условиях (давление 101325 Па, температура +20 °С), кг/м <sup>3</sup>	1,3
Параметры электрического питания: - напряжение, В	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное)
- частота, Гц	50±1

## 5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством 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 Идентификационные данные автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора отображены на информационном табло, расположенном в правом нижнем углу мнемосхемы АРМ «Сфера».

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000 (основной)	Контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000 (резервный)	АРМ оператора на базе программного комплекса «Сфера»
Идентификационное наименование ПО	-	-	Metrolog.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	27.74.30	27.74.30	3.0
Цифровой идентификатор ПО	DCF6	DCF6	07E8BEE3

### 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, входящие в состав СИКНС, и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion SMF-200 (далее – СРМ)	<p>МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением №1 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки» МИ 3151-2008 «Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» 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» МП 0061-14-2013 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти, систем измерений количества и показателей качества нефтепродуктов, систем измерений количества воды. Методика поверки установками эталонными мобильными типа «ПАКВиК»</p>

Продолжение таблицы 4

Наименование СИ	Нормативные документы
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 4212-021-2015 «преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	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»
Преобразователи измерительные 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки» 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»
Преобразователи измерительные Rosemount 644	МП 207-007-2018 «Преобразователи измерительные 644, Rosemount 3144P. Методика поверки»
Датчики температуры Rosemount 644	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144P. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	ГОСТ 8.461-82 «Термопреобразователи сопротивления. Методика и средства поверки»
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН1-пм1	МИ 2366 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН-1п. 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»
Первичные измерительные преобразователи 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»
Контроллеры измерительно-вычислительные «OMNI 6000»	«Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 (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. Методы и средства поверки»
Манометры для точных измерений МТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. 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 3030K, установленный в блоке измерений параметров нефти сырой, могут подлежать калибровке.

### 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

$\delta M_H, \%$ :

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

- где  $\delta M_C$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти СРМ, %;  
 $\Delta W_{CG}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли свободного газа, %;  
 $\Delta W_{PG}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, %;  
 $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;  
 $\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;  
 $\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли свободного газа вычисляют по формуле

$$\Delta W_{CG} = \pm \frac{\Delta \varphi_{CG} \cdot \rho_G}{\left(1 - \frac{\varphi_{CG}}{100}\right) \left[ \left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_H^{PG} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B \right] + \frac{\varphi_{CG} \cdot \rho_G}{100}}, \quad (2)$$

- где  $\Delta \varphi_{CG}$  – абсолютная погрешность измерений содержания свободного газа в сырой нефти, определяемая по МИ 2575-2000,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , или другой, аттестованной в установленном порядке, методике измерений.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли растворенного газа вычисляют по формуле

$$\Delta W_{PG} = \pm \frac{\Delta \varphi_{PG} \cdot \rho_G^{CY}}{\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_H^{PG} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B} \cdot 100\%, \quad (3)$$

- где  $\Delta \varphi_{PG}$  – абсолютная погрешность измерений содержания растворенного газа в сырой нефти, определяемая по МИ 2575-2000,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , или другой, аттестованной в установленном порядке, методике измерений;

Абсолютную погрешность определения массовой доли воды при измерении объемной доли воды ВП вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_H^{PG} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B}, \quad (4)$$

- где  $\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %;

Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{XC} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H}, \quad (5)$$

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

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015.

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где  $R$  – предел воспроизводимости метода определения параметра;

$r$  – предел сходимости метода определения показателей параметра.

Значения  $R$  и  $r$  приведены в ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76, ГОСТ 2477-2014.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Систему считают выдержавшей испытания, если:

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %:

при определении массовой доли воды по результатам измерений поточного влагомера при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5 %:  $\pm 0,35$  %.

при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014:

- при содержании объемной доли воды в сырой нефти до 2 %:  $\pm 0,35$  %;

- при содержании объемной доли воды в сырой нефти свыше 2 % до 5 %:  $\pm 0,58$  %.

## 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.