

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ –  
Первый заместитель директора  
по научной работе – заместитель  
директора по качеству ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

« 05 » марта 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 2025  
ООО «Сиаль» при УППН «Васильевка» ТПП «РИТЭК-Уралойл»

Методика поверки

МП 0230-14-2015

н.р.61262-15

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 2025 ООО «Сиаль» при УППН «Васильевка» ТПП «РИТЭК-Уралойл» (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

## 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
Подтверждение соответствия программного обеспечения 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 Средства поверки системы

2.1.1 Установка поверочная типа УПСЖ 100/ВМ с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода 100 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой основной относительной погрешности  $\pm 0,05$  %.

2.1.2 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R в комплекте с двумя внешними модулями АРМ-Н: АРМ015PGHG и АРМ03КРАHG, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025$  % от верхнего предела измерений.

2.1.3 Калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 (исполнение В) в комплекте с внешним угловым термометром сопротивления STS-100 А 901, диапазон воспроизводимой температуры от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,04$  °С.

2.1.4 Установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 600 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности  $\pm 0,10$  кг/м<sup>3</sup>.

2.1.5 Установка поверочная дистилляционная УПВН-2.00, диапазон воспроизведения от 0,01 до 60,0 % объемной доли воды, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности от 0,01 до 0,05 % объемной доли воды в зависимости от диапазона.

2.1.6 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, диапазон формирования силы тока от 0,5 до 20 мА, диапазон формирования периода и частоты импульсных последовательностей от 0,1 до 15000 Гц, диапазон формирования количества импульсов в пачке «N» от 10 до  $5 \cdot 10^8$  имп., пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования силы тока  $\pm 3$  мкА, пределы допускаемой относительной погрешности формирования периода импульсных последовательностей  $\pm 5 \cdot 10^{-4}$  %, пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп.

2.1.7 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:

– Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству 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 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 системы и 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.

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

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 5 до 44
Избыточное давление нефти, МПа	От 0,15 до 1,2
Температура нефти, °С	От плюс 1 до плюс 30
Плотность нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	900
Кинематическая вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	От 20 до 70
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900
Содержание свободного газа, %	Не допускается

### 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 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы.

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описание типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный «ОСТОРUS-L» («ОКТОПУС-Л»). Руководство по эксплуатации. МС 200.00.00.01 РЭ» в следующей последовательности:

– в главном меню выбрать пункт «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ»;

– далее выбрать подпункт «СВЕДЕНИЯ о ПО».

В подпункте «СВЕДЕНИЯ о ПО» отображаются версия интерфейса ПО,

установленного на ИВК, а также идентификационные данные (идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО) метрологически значимой части ПО ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Rate АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с документом «Программный комплекс. ПО «Rate АРМ оператора УУН». СИКН № 2025. Руководство пользователя» в следующей последовательности:

- в верхней части главного окна программы необходимо нажать вкладку «Версия»;
- в открывшемся окне нажать вкладку «Получить данные по библиотеке», после чего отобразятся идентификационные данные.

### 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 их 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 методику 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.

### 6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

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

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 200 с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ)	«ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, фирмы Fisher Rosemount. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 20 декабря 1999 г.; «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 25 июля 2010 г.
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 в комплекте с преобразователем измерительным 644	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки»; «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV фирм Rosemount, Inc., США, Emerson Process Management Temperature GmbH, Германия, Emerson Process Management, Asia Pacific Pte Ltd, Сингапур. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 25 октября 2004 г.; МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»;

Окончание таблицы 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (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»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
ИВК	«Инструкция. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ОСТОПУС-L» («ОКТОПУС-Л»). Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИР 18 декабря 2009 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие ТМ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш, установленный в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи давления измерительные 3051, предназначенные для измерения разности давления подлежат калибровке не реже одного раза в год. При отсутствии методики калибровки калибровку проводят по методике поверки.

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

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти.

Относительную погрешность системы при измерении массы брутто нефти при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью СРМ и ИВК.

Относительная погрешность системы при измерении массы брутто нефти не должна превышать  $\pm 0,25\%$ .

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти.

Относительную погрешность системы при измерении массы нетто нефти  $\delta M_H$ , %, определяют по формуле

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

где  $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (6); при измерении объемной доли воды ВП вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B} \quad (2)$$

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

$\rho_B$  – плотность воды при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_H^B$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемые по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (3)$$

где  $\Delta \varphi_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_H^{XC}$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_{XC}$ , кг/м<sup>3</sup>.

При измерении объемной доли воды ВП массовая доля воды вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (4)$$

где  $\varphi_B$  – объемная доля воды в нефти, %, измеренная ВП;

$W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

$W_{XC}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \times \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (5)$$

где  $\varphi_{XC}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, определенная в лаборатории.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

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

где  $R$  и  $r$  – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых 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. Метод определения механических примесей».

Воспроизводимость  $R$  метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r$ .

Относительная погрешность системы при измерении массы нетто нефти не должна превышать  $\pm 0,35$  %.

## **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.