

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

« 21 » октября 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти  
ООО «Газпромнефть - Оренбург»

Методика поверки

МП 0489-14-2016

Начальник НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань  
2016

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти ООО «Газпромнефть - Оренбург» (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.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	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 Рабочий эталон 1 или 2 разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости» или ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости», обеспечивающий проведение поверки счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модификации CMF 400 с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ).

2.2 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки средств измерений (СИ), входящих в состав системы, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки СИ утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

## 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ (ред. 03.07.2016 г. с изменениями и дополнения, вступившими в силу с 03.10.2016 г.);

- в области промышленной безопасности – Федеральный закон от 21.07.97 г. № 116-ФЗ (ред. 02.06.2016 г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101 (ред. 12.01.2015 г.) «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ от

27.12. 2012 г. № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»);

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ (ред. 23.06.2016 г.) «О пожарной безопасности», Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 г. № 390 (ред. 06.04.2016 г.) «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21-01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены Приказом Минтруда России от 24.07.2013 г. № 328н (ред. 19.02.2016 г.) «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»), Приказ Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Об охране окружающей среды», Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Об отходах производства и потребления»

#### 4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики системы и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие параметров измеряемой среды, указанных в таблице 2, проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 2 – Характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, м <sup>3</sup> /ч (т/ч)	от 30 (35) до 300 (400)
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: – рабочее – максимально допустимое	от 2,0 до 5,0 6,3
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть нестабильная по СТО 51-526-2015 «Нефть нестабильная Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Стандарт организации»
Температура измеряемой среды, °С	от +10 до +40
Плотность измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup> : – при температуре 10 °С – при температуре 35 °С	850 750
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не более	12
Массовая доля воды, %, не более	0,5

## Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	400
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается

### 5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, НД на методики поверки СИ и эксплуатационной документацией на СИ, входящих в состав системы.

### 6 Проведение поверки

#### 6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие:

- действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящих в состав системы и подлежащие поверке;
- действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, входящих в состав системы и подлежащие калибровке;
- эксплуатационно-технической документации на СИ, входящих в состав системы.

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

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

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора. РХ.7000.01.01 РО».

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы и других сведений необходимо в строке меню выбрать «Контекстное меню» (3 вертикальных точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно с идентификационными данными ПО ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Форвард» проводят в следующей последовательности:

- на главном окне программы необходимо нажать вкладку «О программе», находящуюся в левом верхнем углу экрана; в открывшемся окне приведены сведения о версии ПО;
- далее необходимо нажать вкладку «Модули»; в открывшемся окне приведены сведения о идентификационном наименовании модуля ПО и его контрольная сумма.

#### 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.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
СРМ	Рекомендация «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 25.07.2010 г.; МИ 3313-2011 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 644	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки»; 12.5314.000.00 МП «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные EJA	МИ 2596-2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJA производства фирмы «Yokogawa Electric Corporation», Япония. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные EJX	Методика «ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
ИВК	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки»
Манометры показывающие МПА-Кс	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.

СИ, не участвующие в определении массы нефти или, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, допускается калибровать не реже одного раза в год в соответствии с действующими НД.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой.

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СРМ.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системой не должна превышать  $\pm 0,25\%$ .

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой  $\delta M_H$ , %, определяют по формуле

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

где  $X_{ДН}$  – массовая доля дегазированной нефти, определенная в лаборатории по СТО 51-526, %;

$\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в дегазированной нефти в лаборатории, %, вычисляется по формуле (7); при измерении объемной доли воды поточным влагомером (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>, вычисляется по формуле

$$\rho_B = 999,97358 \times (1 - (7,0134 \times 10^{-8} \times \Delta t + 7,926504 \times 10^{-6} \times \Delta t^2 - 7,575677 \times 10^{-8} \times \Delta t^3 + 7,314894 \times 10^{-10} \times \Delta t^4 - 3,596458 \times 10^{-12} \times \Delta t^5)) \times (1 + (5,074 \times 10^{-4} - 3,26 \times 10^{-6} \times t_{УИК} + 4,16 \times 10^{-8} \times t_{УИК}^2) \times P_{УИК}) \quad (3)$$

где  $\Delta t = t_{УИК} - 3,9818$ , °С;

$t_{УИК}$  – текущее значение температуры нестабильной нефти в УИК, °С;

$P_{УИК}$  – текущее значение давления нестабильной нефти в УИК, МПа.

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

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

$$\Delta W_{ХС} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{ХС}}{\rho_H^{ХС}}, \quad (4)$$

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

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

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

$W_B$  – массовая доля воды в дегазированной нефти, %, определенная в лаборатории;

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

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H}, \quad (5)$$

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

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

$$W_{XC} = 0,1 \times \frac{\varphi_{XC}}{\rho_{XC}}, \quad (6)$$

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

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

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти в лаборатории определяют по результатам оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в лаборатории, проводящей испытания при учетных операциях, в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725-1-2002 «Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 1. Основные положения и определения» – ГОСТ Р ИСО 5725-6-2002 «Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 6. Использование значений точности на практике».

Допускается для оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в лаборатории определять абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти 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 показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где  $R$  и  $r$  – воспроизводимость и сходимости 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».

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системой 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 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измерений массового расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.