

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

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



В.А. Фафурин

«23» июня 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ


Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти УПН Сузунского  
месторождения

Методика поверки

МП 0573-14-2017

Начальник НИО-14

  
Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти на УПН Сузунского месторождения (далее – система) и устанавливает объем, 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 Установка поверочная СР, применяемая в качестве рабочего эталона 1-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

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 применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

## 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом 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 – Федеральным законом от 21.07.97 г. № 116-ФЗ (ред. 02.06.2016 г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральными нормами и правилами 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»), Руководством 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 – Федеральным законом от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ (ред. 23.06.2016 г.) «О пожарной безопасности», Федеральным законом Российской

Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением 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»), Приказом Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Об охране окружающей среды», Федеральным законом 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
1	2
Диапазон измерений расхода нефти, м <sup>3</sup> /ч	от 220 до 860
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочие, одна контрольно-резервная)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Режим работы системы	непрерывный
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление нефти, МПа	
– расчетное	4,0
– минимальное рабочее	1,3
– максимальное рабочее	3,4
Диапазон температуры нефти, °С	от 25 до 55
Диапазон плотности нефти в рабочем диапазоне температуры °С, кг/м <sup>3</sup>	от 797 до 830
Диапазон кинематической вязкости нефти в рабочем диапазоне температуры, сСт	от 3 до 7,3
Массовая доля воды, %, не более	0,5

Окончание таблицы 2 – Характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
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, входящие в состав системы.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящие в состав системы, 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 описании типа на систему.

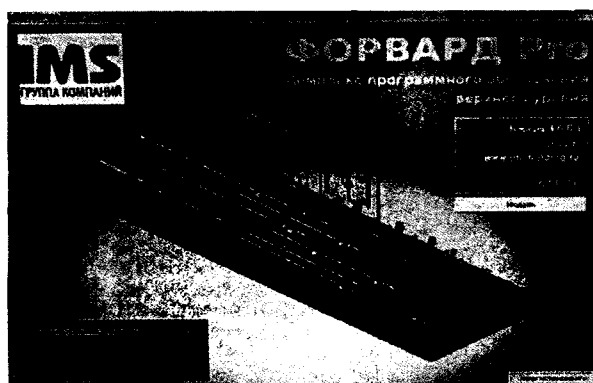
6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора. Нефть, нефтепродукты. Преобразователи объемного расхода. РХ.7000.01.01 РО».

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК необходимо в меню «Основное меню» выбрать пункт «Просмотр 2». В меню «Просмотр 2» выбрать пункт «Версия программы». На экране появится окно с идентификационными данными ПО ИВК.

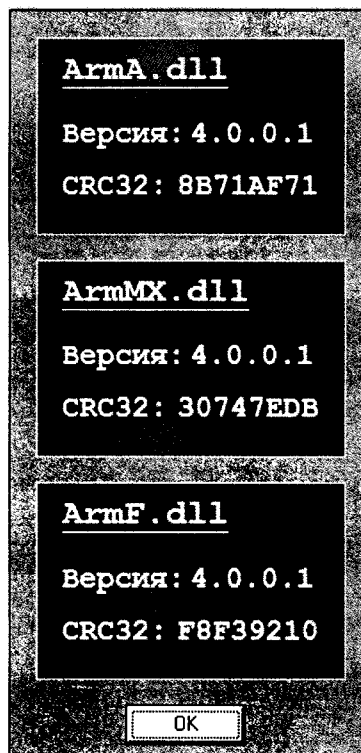
6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Форвард» проводят в следующей последовательности:

– в 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 (Рисунки 1,2).



(Рисунок 1)



(Рисунок 2)

Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО системы (идентификационное наименование ПО, номер версии, идентификационный номер ПО, контрольные суммы) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа.

### 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	Интервал между поверками, месяцы
Преобразователи расхода жидкости НТМ модели НТМ06 (далее – ТПР)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»	12
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 644	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки» Документ 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки»	12
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051TG (предназначенные для измерений избыточного давления)	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2010 г.	12
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»	12
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (далее – ВН)	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»	12
ИВК	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-07». Методика поверки	12
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»	12
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»	36

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, допускается калибровать в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД	Интервал между калибровками, месяцы
Преобразователи давления измерительные 3051 модели 3051CD (предназначенные для измерений дифференциального давления)	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2010 г.	12
Ротаметр Н250	ГОСТ 8.122 - 99 «ГСИ. Ротаметры. Методика поверки»	12

#### 6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти системой.

Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой  $\delta M_B$ , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при косвенном методе динамических измерений и измерении объема нефти с применением ТПР и плотности нефти с применением ПП проводят по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \times (\delta_\rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_V$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти с применением ТПР, %;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_\rho}, \quad (2)$$

где  $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С. (Приложение А ГОСТ Р 8.595);

$T_\rho, T_V$  – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С;

$\delta_\rho$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, %, определяются по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (3)$$

где  $\Delta \rho$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\min}$  – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$  – абсолютные погрешности измерений температуры  $T_\rho, T_V$ , °С;

$\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нефти, %.

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

6.5.3 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением системы  $\delta M_H$ , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле



$$\Delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\Delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{DW_B^2 + DW_{XC}^2 + DW_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где  $\Delta M_B$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$DW_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, % при измерении массовой доли воды в лаборатории вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \times 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

При использовании результатов измерений объемной доли воды ВН, абсолютную погрешность измерений массовой доли воды при измерении объемной доли воды ВН вычисляем по формуле:

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B} \quad (6)$$

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

$\rho_B$  – 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>;

$DW_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле:

$$DW_{XC} = 0,1 \varphi \frac{Dc_{XC}}{c_H^{XC}}, \quad (7)$$

где  $c_H^{XC}$  – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м<sup>3</sup>;

$Dc_{XC}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup>, вычисляются по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2 \times 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

где  $DW_{МП}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле:

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2 \times 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

где  $R_B, R_{XC}, R_{МП}$  – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей» соответственно;

$r_B, r_{XC}, r_{МП}$  – сходимости методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно;

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

При измерении объемной доли воды ВН массовая доля воды в нефти  $W_B$  вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H}, \quad (10)$$

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

$W_{XC}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \times \frac{C_{XC}}{C_H}, \quad (11)$$

где  $C_{XC}$  – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup>;

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

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением системы 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 обратной стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измерений объемного 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.