

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

«13» января 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ (СИКН) НА ПРИЕМО-СДАТОЧНОМ ПУНКТЕ
ЛАБАГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ООО «НГК «РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ»

Методика поверки

МП 0543-9-2016

Начальник ИИО-9

К.А. Левин
Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "К.А. Левин", written over a horizontal line.

г. Казань
2017

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ Шабалин А.С.

УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП «ВНИИР» и ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ».

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси (СИКН) на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов» (далее - СИКН), предназначена для автоматизированного измерения количества и показателей качества нефти, и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками - 1 год.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик (далее – МХ) СИКН	6.5	Да	Да

2. Средства поверки

2.1 Перечень эталонов применяемых при поверке:

- передвижная поверочная установка с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки расходомеров массовых Promass 83F (далее - РМ) в их рабочем диапазоне измерений, с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %;

- установка поверочная автоматизированная УПСЖ 400/ВМ, диапазон воспроизводимого массового расхода от 0,01 до 400 м³/ч, основная относительная погрешность при измерении массы или объема весовыми устройствами и использовании импульсных измерительных каналов $\pm 0,05$ %;

- Государственный первичный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011. Диапазон значений влагосодержания смеси нефть-вода, в котором воспроизводится единица объемного влагосодержания, составляет: 0,01-99,9% объемной доли воды.

Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 3.

3. Требования безопасности и требования к квалификации поверителей

3.1 При проведении поверки соблюдаются требования безопасности, действующие в помещениях, где проводится поверка, и требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на эталонные СИ и на СИКН.

3.2 Требования к квалификации поверителей.

3.2.1 Поверка СИКН должна проводиться метрологической службой предприятия или организацией, аккредитованной в установленном порядке.

3.2.2 Поверку установки должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему установки и принцип ее работы.

4. Условия поверки

При проведении поверки соблюдаются 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 нефти.

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефтегазовая смесь
Количество измерительных линий, шт.:	
- рабочих	2
- контрольно-резервных	1
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от плюс 25 до плюс 45
Рабочее давление на входе в СИКН, МПа	от 2 до 3
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 901 до 988
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды, сСт	от 17 до 35
Массовая доля воды, %	не более 20,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа	отсутствует
Давление насыщенных паров, кПа	35
Массовая доля серы, %, не более	3
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	100
Режим работы СИКН	непрерывный

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 СИКН.

6. Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав СИКН.

6.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;
- соответствие комплектности СИКН эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации;
- целостность поверительных пломб (при использовании данного способа нанесения сведений о поверке).

6.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения(далее – ПО), отсутствия полного ограничения доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации.

6.3.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО СИКН, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для контроллера, входящего в ее состав.

В главном меню на сенсорной панели установки нажать кнопку «Данные о программном обеспечении». В открывшемся на сенсорной панели окне отобразится наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

6.3.2 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО. В противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3.3 Для проверки отсутствия полного ограничения доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации должно быть установлена целостность защитных пломб на контроллере СИКН.

6.4 Опробование.

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

6.5 Определение МХ установки.

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

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

Наименование СИ	Нормативные документы
Расходомеры массовые PROMASS 83F	«ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ «ВНИИМС» в апреле 2011 г, МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры-массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» или приложение А настоящей методики
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные CerabarM (PMP51),	МП 41560-09 «Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», Германия»
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («Octopus-L»)	«Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L»). Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 09 сентября 2014 г.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	– в условиях лаборатории по МИ 3240-2012 "ГСИ. Преобразователи плотности жидкостипоточные. Методика поверки"; – в условиях эксплуатации по МИ 2816-2012 "ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации"; – модели 7835 в диапазоне плотности (300-650) кг/м ³ и поставляемых по спецзаказу по МП2302-0062-2012 "Преобразователи плотности измерительные модели 7835. Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" 20.09.2012 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM_c , %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти с помощью РМ с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы нефти ПО.

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

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти для рабочего РМ не должна превышать $\pm 0,25$ %, для контрольного РМ $\pm 0,2$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, определяют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/17609-16 от «28» декабря 2016 г.), по формуле:

6.5.4 Массу нетто сырой нефти M_H , т, вычисляют по формуле

$$M_H = M_c \times \left(1 - \frac{W_B}{100}\right) \left(1 - \frac{W_{mn} + W_{xc}}{100}\right), \quad (1)$$

где M_c – масса сырой нефти, измеренная РМ, т;

W_B – массовая доля воды в сырой нефти, определенная в испытательной лаборатории, %. При измерении объемной доли воды ВП вычисляется по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_a \cdot \rho_a^a \cdot 100}{\varphi_a \cdot \rho_a^a + (100 - \varphi_a) \cdot \rho_{он}^a}, \quad (2)$$

φ_a – объемная доля воды в сырой нефти, измеренная ВП, %;

ρ_a^a – плотность воды при условиях измерений φ_a , кг/м³;

$\rho_{он}^a$ – плотность обезвоженной дегазированной нефти при условиях измерений φ_a , кг/м³;

W_{mn} – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \times \frac{\varphi_{xc}}{\rho_{он}^{xc}}, \quad (3)$$

где φ_{xc} – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³);

$\rho_{он}^{xc}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефти при условиях измерений φ_{xc} , кг/м³.

6.5.5 Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти δM_n вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_w}{1 - \frac{W_w}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{mn}}{1 - \frac{W_{mn}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xc}}{100}} \right)^2}, \quad (4)$$

где δM_c – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

ΔW_w – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

ΔW_{mn} – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %

$$\Delta W_{xc} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{xc}}{\rho_{он}^{xc}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{xc}$ – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти.

6.5.6 При определении содержания воды в сырой нефти с помощью ВП абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_w = \frac{\Delta \varphi_w \cdot \rho_w^a \cdot 100}{\varphi_w \cdot \rho_w^a + (100 - \varphi_w) \cdot \rho_{он}^a}, \quad (6)$$

где $\Delta \varphi_w$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %.

6.5.7 Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

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

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

где R и r – соответственно воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего параметра сырой нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534, ГОСТ 6370.

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

6.5.8 Результаты поверки считают положительными, если пределы допускаемой относительной погрешности измерений составляют:

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	±0,25
---	-------

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением ВСН (модификации ВСН-АТ...020):

- при содержании объемной доли воды от 0,01 % до 17,458 % (массовая доля воды от 0,01 % до 20 %), %	±0,45
---	-------

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории:

- при содержании объемной доли воды до 0,847 % (массовая доля воды до 1,0 %), %	±0,35
---	-------

- при содержании объемной доли воды от 0 % до 10 % (массовая доля воды от 0 % до 11,61 %), %	±0,6
--	------

- при содержании объемной доли воды от 10 % до 17,458 % (массовая доля воды от 11,61 % до 20 %), %	±1,0
--	------

7. Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При положительном результате поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и допускают СИКН к эксплуатации.

При положительном результате поверки знак поверки наносится: на свидетельство о поверке СИКН в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

7.3 При отрицательных результатах повторной поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, выдают извещение о непригодности согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения

поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин. СИКН после выдачи извещения о непригодности направляется в ремонт, утилизируется, либо используется для целей, не входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Приложение А

(обязательное)

Методика поверки расходомеров массовых Promass 83F в составе системы измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси (СИКН) на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов»

А.1. Введение.

Настоящее приложение распространяется на расходомеры массовые Promass 83F (далее - РМ) в составе системы измерений количества и показателей качества нефтегазоводяной смеси (СИКН) на приемо-сдаточном пункте Лабаганского месторождения ООО «НГК «Развитие регионов» (далее - СИКН) и регламентирует проведение их поверки.

А.2. Операции поверки

При поверке РМ в составе СИКН проводят операции поверки, указанные в таблице А1.

Т а б л и ц а А1. Операции поверки РМ в составе СИКН

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	А.6.1	Да	Нет
Внешний осмотр	А.6.2	Да	Да
Опробование	А.6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	А.7	Да	Да

А.3. Средства поверки

При поверке РМ в составе СИКН применяют следующие средства поверки:

- Установка поверочная автоматизированная УПСЖ 400/ВМ, диапазон воспроизводимого расхода от 0,01-0,03 до 400 м³/ч, основная относительная погрешность при измерении массы или объема весовыми устройствами и использовании импульсных измерительных каналов ±0,05 % (далее - ПУ).

А.4. Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования безопасности, указанные в руководстве по эксплуатации РМ, ПУ и требования безопасности, действующие в лаборатории, в которой проводится поверка.

А.5. Условия поверки

При поверке РМ в составе СИКН должны выполняться следующие условия:

– измеряемая среда	Вода питьевая по ГОСТ Р 51232-98;
– температура воздуха, окружающего измерительные устройства, °С	от 15 до 25;
– температура поверочной жидкости, °С	от 15 до 28;
– относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80;
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,0;
– напряжение питания сети, В	(380±38)/(220±22);
– частота питающей сети, Гц	(50±0,5).

А.6. Подготовка к поверке

А.6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют соответствие комплектности РМ расходомера указанной в технической документации.

А.6.2 Внешний осмотр.

Визуально осматривают РМ на предмет наличия дефектов и повреждений преобразователя расхода и трансмиттера, фланцев крепления РМ к ПУ.

А.6.3 Проверка герметичности соединения.

После установки РМ на ПУ создают поток поверочной жидкости таким образом, чтобы давление на входе в РМ лежало в диапазоне от 0,4 до 1,0 МПа и выдерживают эти условия в течение 15-20 минут.

Результаты проверки герметичности соединений РМ считают положительными, если не наблюдается следов протечек трубопроводов, потения сварных швов и течей в местах соединения РМ и ПУ.

А.6.4 Опробование РМ при поверке РМ с использованием ПУ проводят следующим образом:

- опробуют РМ на ПУ путем увеличения/уменьшения расхода поверочной жидкости в пределах рабочего диапазона измерений. Результаты опробования считают положительными, если при увеличении/уменьшении расхода поверочной жидкости наблюдается соответствующее увеличение/уменьшение на дисплее РМ или мониторе компьютера.

А.7. Проведение поверки

А.7.1 Определение основной относительной погрешности измерений массы жидкости РМ при поверке с использованием ПУ.

Для поверки РМ на ПУ создается поток поверочной жидкости (питьевая вода по ГОСТ Р 51232-98 «Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества») следующих расходов: 9 м³/ч, 43 м³/ч и 85 м³/ч. Допускается отклонение расхода от заданного не более ±2,5 %. В каждой точке расхода проводят не менее трех измерений.

Основную относительную погрешность РМ δM_i^j , %, при *i*-м измерении в *j*-й точке расхода определяют сравнением значений массы жидкости, измеренными РМ со значениями массы жидкости, измеренными ПУ по следующей формуле

$$\delta M_i^j = \frac{M_{i,PM}^j - M_{i,ПУ}^j}{M_{i,ПУ}^j} 100\%, \quad (A1)$$

где $M_{i,PM}^j$ - масса, измеренная РМ при *i*-м измерении в *j*-й точке расхода, кг;

$M_{i,ПУ}^j$ - масса, измеренная ПУ при *i*-м измерении в *j*-й точке расхода, кг.

А.7.2. Результаты поверки РМ считают положительными, если ни одно значение δM_i^j не превышает ± 0,15 %.

А.7.3. Если условие по п. А.7.2 не выполняется, проводят дополнительное измерение в этой точке расхода. Если условие повторно не выполняется, поверку прекращают до установления причин его невыполнения. По устранении причин заново проводят поверку во всем рабочем диапазоне расхода. Если условие по п. А.7.3 повторно не выполняется, поверку прекращают и ее результаты считают отрицательными.

А.8 Оформление результатов поверки

А.8.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

А.8.2 При положительном результате поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и допускают РМ к эксплуатации.

При положительном результате поверки знак поверки наносится: на свидетельство о поверке РМ в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

А.8.3 При отрицательных результатах повторной поверки РМ к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, выдают извещение о непригодности согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин. РМ после выдачи извещения о непригодности направляется в ремонт, утилизируется, либо используется для целей, не входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений.