

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1512 АО «РНГ» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

1 Операции поверки

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операций	
		Первичная поверка	Периодическая поверка
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Да
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
– Определение метрологических характеристик (далее – МХ) средств измерений (далее – СИ)	6.5.1	Да	Да
– Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти	6.5.2	Да	Да
– Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти	6.5.3	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон единицы объемного расхода жидкости 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов от 30 м³/ч до 300 м³/ч, регистрационный номер 3.6.БКЮ.0010.2018.

2.2 Рабочий эталон единицы плотности жидкости 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002 в диапазоне значений от 600 кг/м³ до 1000 кг/м³, регистрационный номер 3.6.БКЮ.0011.2018.

2.3 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

2.4 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:
 - ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
 - в области охраны окружающей среды:
 - Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

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

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 29,76 до 297,6
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +15 до +50
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,7 до 10,0

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящие в состав СИКН.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяется наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящих в состав СИКН.

6.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.3 Подтверждение соответствия ПО СИКН.

6.3.1 Проверка идентификационных данных ПО генератора отчетов АБАК REPORTER автоматизированного рабочего места (далее – АРМ оператора).

6.3.1.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО генератора отчетов АБАК REPORTER АРМ оператора необходимо нажать кнопку «Сервисная» на основной мнемосхеме монитора АРМ оператора. В появившемся окне найти подокно «Контрольная сумма файла mDLL.dll», в котором нужно нажать кнопку «Показать», после чего в подокне «D:\PROJECTAR\mDLL.dll» отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО генератора отчетов АБАК REPORTER АРМ оператора. Полученные идентификационные данные ПО генератора отчетов АБАК REPORTER АРМ оператора заносят в протокол по форме приложения А.

6.3.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК).

6.3.2.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: на панели отображения ИВК нажать кнопку «Информация» после чего на мониторе ИВК появятся идентификационные данные ПО ИВК. Полученные идентификационные данные ПО ИВК заносят в протокол по форме приложения А.

6.3.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.п. 6.3.1.1 и 6.3.2.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.4 Опробование.

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

6.5 Определение МХ.

6.5.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели (далее – ПР)	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением № 1, утв. ФГУП «ВНИИМС» 22.12.2016г.
	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
	МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»
Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки» (с изменением № 1), утв. ФГУП «УНИИМ» 07.04.2015г.

Наименование СИ	НД
Преобразователи плотности и расхода CDM	<p>МП 02-221-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода CDM. Методика поверки» (с изменением № 1), утв. ФГУП «УНИИМ» 24.05.2017г.</p> <p>МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации», утв. ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 06.12.2012г.</p> <p>МИ 2403-97 «ГСИ Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» (с изменением № 1), утв. ФГУП «ВНИИР» 05.07.2002г.</p>
Влагомеры поточные модели L	<p>МП 0090-6-2013 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИР» 02.12.2013г.</p> <p>МИ 2861-2004 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры поточные модели L фирмы "Phase Dynamics, Inc." (США). Методика поверки на месте эксплуатации», утв. ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 09.04.2004г.</p>
Датчики температуры Rosemount 644	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144P. Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015г.
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утв. ФБУ «Ростест-Москва» 23.05.2014г.
Преобразователи давления измерительные 3051	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утв. ФБУ «Челябинский ЦСМ» 02.2015г.
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	МП 17-30138-2012 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки» (с изменением № 2), утв. ООО Центр Метрологии «СТП» 07.03.2017г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры показывающие	<p>МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»</p> <p>МП 4212-117-64115539-2016 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, точных измерений МТИф, ВТИф, МВТИф. Методика поверки», утв. ЗАО КИП «МЦЭ» 26.07.2016г.</p>

6.5.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Согласно ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы брутто нефти δM , %, принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений ПР.

Относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на контрольно-резервной ИЛ не должна превышать $\pm 0,20\%$.

Значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

6.5.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

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

где δM_n - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;

δM - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

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

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

W_B - массовая доля воды в нефти, %;

$W_{МП}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{XC} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{XC}}{\rho}, \quad (2)$$

где ϕ_{XC} - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;

ρ - плотность нефти, измеренная в лаборатории, кг/м³.

Абсолютные погрешности измерений в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений (Δ , % массы) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r , % массы. Значение сходимости (повторяемости) r_{XC} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{XC}}{\rho}, \quad (4)$$

где r_{XC} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

Значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- идентификационные признаки ПО СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г.

Приложение А

(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные ПО _____ :

(наименование ПО)

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Другие идентификационные данные		

Заключение: ПО СИКН соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКН.

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.