

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**

**С. Немиров**
«_____» _____ 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 253
АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» при УПВСН ТПП «ТатРИТЭКнефть»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0315-18 МП

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 № 253 АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» при УПВСН ТПП «ТатРИТЭКнефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН (п.п. 6.4.1),
 - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п.п. 6.4.2),
 - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п.п. 6.4.3).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 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, соответствующему диапазону расходов СИКН.

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

2.3 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.

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 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.

6.2 Подтверждение соответствия ПО СИКН.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места – АРМ-Оператора «ПЛАЗМА» (далее – АРМ оператора).

6.2.1.1 Чтобы определить идентификационные данные АРМ оператора необходимо нажать кнопку «О программе» на мониторе АРМ оператора, расположенную вверху основной мнемосхемы. Появится окно «О программном обеспечении», в котором отобразятся идентификационное наименование ПО, версия ПО и контрольная сумма. Полученные идентификационные данные ПО заносят в протокол по форме приложения А.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее - контроллер).

Чтобы определить идентификационные данные ПО контроллеров (рабочего и резервного) необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры. На клавиатуре контроллера нажимают кнопку «Статус», затем «Ввод». На дисплее контроллера появятся данные в виде списка. Нажимая на кнопку «↓», перемещаются вниз до строк «Revision No» и «EPROM Checksum». В строке «Revision No» указан номер версии (идентификационный номер) ПО. В строке «EPROM Checksum» указан цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода), рассчитанный по алгоритму CRC-16. Полученные идентификационные данные ПО контроллеров заносят в соответствующие разделы протокола по форме приложения А.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.п. 6.2.1.1 и 6.2.2.1 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.

6.3 Опробование.

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

6.4 Определение МХ.

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее – ПР)	<p>«Рекомендация. ГСИ. Счетчики – расходомеры массовые «Micro Motion» фирмы «Fisher Rosemount». Методика поверки передвижной поверочной установкой МЭУ-100-4,0»</p> <p>МП 0061-14-2013 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти, систем измерений количества и показателей качества нефтепродуктов, систем измерений количества воды. Методика поверки установками эталонными мобильными типа «ПАКВиК»</p> <p>МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»</p> <p>МИ 3313-2011 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»</p>
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм2	МИ 2366-96 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	МИ 2470-2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы «Fisher-Rosemount», США. Методика периодической поверки»
Преобразователи измерительные 644	МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Измерительно-вычислительные контроллеры Omni 6000	«Рекомендация. ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-3000/6000 и их модификации OMNI-3000 PC, OMNI-3000/6000 NEMA-4 и OMNI-3000/6000 NEMA-7. Методика поверки»
Преобразователи расхода	МИ 2820-2003. «Рекомендации ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки весовым методом» МИ 2421-02 «Рекомендации ГСИ. Расходомеры-счетчики жидкости мод. АТ 868, РТ 868-R, 2РТ868, DF868, ХМТ868, РТ 878 фирмы GE PANAMETRICS Ltd (Ирландия). Методика поверки.
Термометры	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры показывающие	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»

6.4.2 Определение 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 $\pm 0,25\%$.

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

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

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

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

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 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.