

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»

М.С. Немиров
«17» _____ 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 623

ПСП «Лопатино» ООО «САМАРАТРАНСНЕФТЬ-ТЕРМИНАЛ»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0197-17 МП

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Гордеев Е.Ю.,
Стеряков О.В.

»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 623 ПСП «Лопатино» ООО «САМАРАТРАНСНЕФТЬ-ТЕРМИНАЛ» (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 СИКН.

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 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 1 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон массового расхода, т/ч	от 52,7 до 175,6
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Рабочий диапазон давления измеряемой среды в СИКН, МПа	от 0,4 до 1,6
Вязкость измеряемой среды кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с	от 5 до 60
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 810 до 950

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.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-03 (ИВК).

6.2.1.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо на экранной форме «Основное меню» с помощью клавиатуры выбрать пункт «Просмотр 2» и нажать клавишу Enter на клавиатуре. В появившейся экранной форме с помощью клавиатуры выбрать пункт «Версия программы» и нажать клавишу Enter на клавиатуре. На экране в виде текста отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК.

Занести информацию из текста в протокол по форме приложения А.

6.2.1.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1.1 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 2.

Т а б л и ц а 2 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	МИ 3189-2009 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки или компакт-прувера и поточного преобразователя плотности»
	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Fisher-Rosemount». Методика поверки поверочной установкой «BCP-M»
	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Fisher-Rosemount». Методика поверки»
	МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»
	МИ 3313-2011 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
	МИ 2302-1МГ-2003 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации»
	МИ 2403-97 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97	«Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» от 02.10.2001г. МК 0001-14-2015 «Методика калибровки преобразователей расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти «нефтепродуктов».
Преобразователи измерительные 644	МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки» утв. ФГУП «ВНИИМС» 10.2004 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 0065	ГОСТ 8.461-2009 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки» МИ 2889-2004 «Рекомендация. ГСИ. Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утв. ФГУП ВНИИМС 08.02.2010 г.
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	МИ 2587-2005 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки» «Рекомендация. Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03». Методика поверки», утв. ФГУП «ВНИИР»
Датчики давления «Метран-150»	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 года.
Датчики давления Метран-55, датчики давления «Метран-100», датчики давления коррозионностойкие «Метран-49»	МИ 4212-012-2001 «Рекомендация. ГСИ. Датчики (измерительные преобразователи) давления типа «Метран». Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. 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 пределы допускаемой относительной погрешности измерений счетчика-расходомера массового.

Относительная погрешность счетчика-расходомера массового в диапазоне расходов на рабочих измерительных линиях (далее – ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность счетчика-расходомера массового в диапазоне расходов на резервно-контрольной ИЛ не должна превышать $\pm 0,20\%$.

Значения пределов 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

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

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 плотномером, 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 2477-65, 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 программного обеспечения 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.