

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.С. Немиров
М.С. Немиров

11 _____ 2016 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 234

ПСП «Кулешовка» АО «Самаранефтегаз»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0134-16 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г.Казань

(ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика»)

Аттестат аккредитации RA.RU.311366

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Крайнов М.В.,

Давыдова Е.Н.,

Бусыгин К.Ю.

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и (или) распространен без разрешения АО «Нефтеавтоматика»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 234 ПСП «Кулешовка» АО «Самаранефтегаз» (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 Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (рабочий эталон 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002) (регистрационный № 62207-15).
- 2.2 Рабочий эталон плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002 с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$.
- 2.3 Рабочий эталон вязкости жидкостей по ГОСТ 8.025-96 с пределами относительной погрешности не более $\pm 0,5 \%$.
- 2.4 Рабочий эталон объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2 разряда по ГОСТ 8.614-2013.
- 2.5 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (регистрационный № 39214-08).
- 2.6 Магазин электрического сопротивления Р4834 (регистрационный № 11326-90)
- 2.7 Калибратор давления портативный Метран 501-ПКД-Р (регистрационный № 22307-04).
- 2.8 Манометры избыточного давления грузопоршневые (регистрационный № 16026-97)
- 2.9 Термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные (регистрационный № 32777-06).
- 2.10 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.
- 2.11 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.

К проведению испытаний допускаются лица, имеющие высшее образование, опыт работы в области метрологического обеспечения измерений расхода и параметров нефти не менее двух лет, прошедшие курсы повышения квалификации в области «Испытания средств измерений».

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями 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) клейм 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 СИКН №234.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора).

На персональном компьютере, где установлено программное обеспечение «Rate АРМ оператора УУН», необходимо произвести следующие действия:

6.2.1.1 Навести курсор механического манипулятора мыши на клавишу «Версия ПО», находящейся в правом верхнем углу мнемосхемы СИКН и нажать левую кнопку. Появится окно «О программе». В этом окне прописана версия установленного программного обеспечения.

6.2.1.2 Для просмотра версии программы измерительно вычислительного комплекса ИМЦ-03 (далее – ИВК ИМЦ-03), необходимо на мониторе от промышленного компьютера установленного в приборном шкафу зайти в меню «Основное меню» выбрать пункт «Просмотр 2». В меню «Просмотр 2» выбрать пункт «Версия программы». На экране выведется следующая информация:

- название ИВК;
- название и обозначение реализованных алгоритмов вычислений;
- номер версии программы;
- значение контрольной суммы CRC32.

6.2.1.3 Сравнить «фактическое» значение контрольной суммы с ее «эталонным» значением, указанным в описании типа СИКН.

Полученные данные, заносят в протокол по форме приложения А:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- контрольная сумма ПО.

6.2.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, 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 с использованием НД, указанных в действующих свидетельствах о поверке или приведенных в таблице 1.

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

Наименование СИ	НД
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	МИ 3311-2011 Рекомендация «ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03. Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», 25 декабря 2011 г.
Преобразователь дифференциального давления 1151 мод. DP	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» разработана и утверждена ВНИИМС, 14.06.1989 г.
Преобразователи дифференциального давления измерительные Deltabar PMD	МИ «Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Enderess+Houser GmbH+Co.KG», Германия» утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009
Преобразователь расхода жидкости турбинный серии Smith Sentry DN 6”	МИ 1974-95 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»; МИ 3380-2012 «ГСИ. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»

Наименование СИ	НД
	утверждена ФГУП «ВНИИР» 10.09.2016; МИ 1974-2004 «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки». 1.09.2013
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи измерительные. Методика поверки»; МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в феврале 2015 г.
Датчик температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144P. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015 г.
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки»
Преобразователи измерительные 3144P	МП «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки», разработанным и утвержденным ВНИИМС, октябрь 2004 г.
Манометры, для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры и мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонпорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и свойства поверки»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	Рекомендация МИ 2326 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» утвержденным ВНИИМС в 2001 г.; МП в условиях лаборатории по МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»; МП в условиях эксплуатации по МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»; МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный мод. 7829	Рекомендации МИ 2391-97 «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron Transducers». Методика поверки»; Канал плотности поверяется в соответствии с Методическими указаниями РД 50-294 «Методические указания. Плотномеры Вибрационные. Методика поверки»
Установка поверочная турбопоршневая двунаправленная OG5B	МИ 1972-95 Рекомендация «ГСИ. Установки поверочные турбопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе

Наименование СИ	НД
	весов ОГВ или Мерников»; МИ 2974-2006 Рекомендация «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»; МИ 3155-2008 Рекомендация. «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика»; Ми 3268-2010 Рекомендация. «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда; Методика поверки установками поверочными на базе компакт-прувера и компаратора»

Допускается применение других методик поверки на СИ, утвержденных в установленном порядке.

6.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти $\delta M_{бр}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2} \quad (1)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, берут из свидетельства о поверке преобразователя расхода, %;

$\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, берут из Приложения А ГОСТ Р 8.595-2004;

δN - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ, %;

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где $\Delta T_\rho, \Delta T_V$ - температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С.

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

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_e)^2 + (\Delta W_{мн})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_e + W_{мн} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

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

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

ΔW_e - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

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

- ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;
 W_e - массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{xc}}{\rho}, \quad (4)$$

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

ρ - плотность нефти, измеренная в ХАЛ и приведенная к температуре нефти в условиях измерений массовой концентрации хлористых солей по Р 50.2.076-2010, кг/м³.

Абсолютные погрешности измерений в ХАЛ массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001.

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

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

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

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (6)$$

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 Результаты идентификации программного обеспечения оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 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 и массы нетто нефти, и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные признаки программного обеспечения СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.3 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 2.07.2015 г.

Форма протокола подтверждения соответствия программного обеспечения СИКН

Протокол № _____
подтверждения соответствия программного обеспечения СИКН

Место проведения поверки: _____
Наименование СИ: _____
Заводской номер СИ: № _____

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

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

Должность лица проводившего

поверку:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата « ____ » _____ 20__ г.

поверки: