

испр. 1.11

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров

12 2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 619

ППСН «Калтасы»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0328-18 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 № 619 ППСН «Калтасы» (далее по тексту – 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. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН (п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН (п. 6.4.1),
 - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.4.2),
 - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 6.4.3).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2-ой 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 (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 товарная
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +15 до +35
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 0,9

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 СИКН.

6.2.1 Проверка идентификационных данных конфигурационного файла контроллера измерительного FloBoss S600.

Проверка идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600 проводится по номеру версии ПО.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбрать на дисплее пункт меню №5 «SYSTEM SETTINGS», далее №7 – «SOFTWARE VERSION». В открывшемся меню «VERSION CONTROL» необходимо найти страницу со следующим заголовком:

- APPLICATION SW (Номер версии (идентификационный номер) ПО).

Занести информацию из этих страниц в соответствующие разделы протокола А.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора (далее по тексту – АРМ оператора).

Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора проводится по идентификационному наименованию ПО.

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора в правом нижнем углу отображено идентификационное наименование ПО.

Полученную информацию заносят в соответствующие разделы протокола А.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1 и п. 6.2.2 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
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (далее по тексту – ПР)	МИ 1974-95 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки» МИ 1974-2004 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»
Влагомеры поточные модели L и LC	«Влагомеры поточные моделей L, M, F фирмы «Phase Dynamics, Inc.» (США). Методика поверки», утв. 23.05.2003г. ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» МИ 2643-2001 «Влагомер нефти поточный фирмы PHASE DYNAMICS (США). Методика поверки» МП 0090-6-2013 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2326-95 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 2816-2012 Рекомендации «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»

Наименование СИ	НД
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	<p>МИ 2391-97 Рекомендации. «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron Transducers». Методика поверки»</p> <p>МИ 3001-2006 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме»</p> <p>МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»</p> <p>МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»</p> <p>РД 50-294-81 «Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки»</p>
Преобразователи измерительные 644, 3144 к датчикам температуры	МИ 2470-00 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика периодической поверки»
Преобразователи измерительные 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки», утв. «ВНИИМС» в октябре 2004г.
Преобразователи измерительные Rosemount 644, 3144P	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. 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»
Контроллеры измерительные FloBoss S600	«Инструкция. ГСОЕИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в 2008г.
Преобразователи давления измерительные 3051	<p>МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»</p> <p>МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»</p>
Датчики давления «Метран - 100»	МИ 4212-012-2001 «Датчики давления (измерительные преобразователи) типа «Метран». Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Счетчики нефти турбинные МИГ	БН.10-02.РЭ «Руководство по эксплуатации»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры показывающие	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки» 5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»

4.6.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН δM , %, вычисляют по формуле

$$\delta M = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta'^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta'^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2},$$

где δV - пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %. За δV принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений ПР;

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

$\Delta T_\rho, \Delta T_v$ - пределы допускаемых абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

β' - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 3 настоящей инструкции в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (приложение А);

δN - предел допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %;

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta' T_v}{1 + 2\beta' T_\rho},$$

где T_v, T_ρ - температуры нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С.

Величину $\delta \rho$, %, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho \cdot 100}{\rho_{\min}},$$

где $\Delta \rho$ - предел основной допускаемой погрешности измерений плотности нефти, кг/м³;

ρ_{\min} - минимальное значение плотности нефти, кг/м³.

Т а б л и ц а 3 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β' , 1/°C	ρ , кг/м ³	β' , 1/°C
750,0-759,9	0,00109	810,0-819,9	0,00092
760,0-769,9	0,00106	820,0-829,9	0,00089
770,0-779,9	0,00103	830,0-839,9	0,00086
780,0-789,9	0,00100	840,0-849,9	0,00084
790,0-799,9	0,00097	850,0-859,9	0,00081
800,0-809,9	0,00094	860,0-869,9	0,00079

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

4.6.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле:

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

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

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

ΔW_w - 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_w - массовая доля воды в нефти, %;

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

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

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{xc}}{\rho},$$

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2}}{\sqrt{2}},$$

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

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho},$$

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

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

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты идентификации ПО 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;
- идентификационные признаки ПО 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 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.