

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.В. Крайнов

2022 г.

**Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти
№ 619 ППСН «Калтасы»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0692-22 МП

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Стеряков О.В.
Ильясов И.Ф.

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 619 ППСН «Калтасы» (далее - СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений со значением, определенного эталоном.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Диапазон измерений массового расхода через СИКН, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
от 263 до 1210	$\pm 0,25$ (брутто)	$\pm 0,35$ (нетто)

П р и м е ч а н и е: Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Наименование операции	Номер раздела документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

2.2 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки характеристики измеряемой среды и диапазон измерений расхода должны соответствовать описанию типа СИКН.

3.2 Поверка СИКН осуществляется в условиях эксплуатации СИКН и в диапазоне измерений расхода нефти, указанном в описании типа, или фактически

обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений расхода нефти. Фактический диапазон измерений должен находиться в границах диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.3 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны находиться в пределах, указанных в описании типа СИКН. Соответствие параметров измеряемой среды значениям, указанным в описании типа СИКН, проверяют по данным паспорта качества нефти. Измеряемая среда - нефть по ГОСТ Р 51858.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Основные средства поверки приведено в таблице 3.

Т а б л и ц а 3

Средства поверки	Метрологические и технические требования	Рекомендуемые типы средств поверки
Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018г. № 256	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$, $\pm 0,1 \%$	Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (регистрационный номер 12888-99)

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКН с требуемой точностью.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:
в области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

в области пожарной безопасности:

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

– «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н;

– 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.

5.2 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 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 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, должна быть обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ либо в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

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

7.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

7.3 Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКН.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора «Сторос».

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.

8.2 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).

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.8.1 и п.8.2, 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. Сведения о подтверждении соответствия/не соответствия ПО СИКН приводятся в протоколе поверки (Приложение А).

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие у проверяемых СИ действующих свидетельств о поверке и/или сведений о поверке (с положительным результатом) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока

поверки СИКН, поверяются только эти СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

Согласно ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН не должны превышать $\pm 0,25\%$.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти, вычисляют по формуле

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

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

$\delta \rho$ – Относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

Δt_p – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти при измерении ее плотности, °С;

Δt_v – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти при измерении ее объема, °С;

β – наибольшее значение коэффициента объемного расширения нефти в рабочем диапазоне плотности, $1/^\circ\text{C}$ (Приложение А ГОСТ 8.587-2019);

δN – пределы допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %.

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta \cdot t_v}{1 + 2\beta \cdot t_p}, \quad (2)$$

где t_v – температура нефти при измерении объема, °С;

t_p – температура нефти при измерении плотности, °С.

Относительную погрешность измерений плотности нефти, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho \cdot 100}{\rho_{\text{изм}}}, \quad (3)$$

где $\Delta \rho$ – абсолютная погрешность определения плотности, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{изм}}$ – плотность нефти, измеренная ПП или в лаборатории, кг/м^3 .

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

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_b)^2 + (\Delta W_{\text{мп}})^2 + (\Delta W_{\text{xc}})^2}{\left(1 - \frac{W_b + W_{\text{мп}} + W_{\text{xc}}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где ΔW_b – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

$\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

- W_B - массовая доля воды в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (5)$$

- где φ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- ρ - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , %, в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

- 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 массовой 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 массовые доли, %, по формуле

$$r = 0,1 \cdot \frac{r_{xc}}{\rho}, \quad (7)$$

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

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

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

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

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

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

11.2 Сведения о результатах поверки СИКН направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

11.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца СИКН оформляется свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.4 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

11.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и показателей качества
нефти № 619 ППСН «Калтасы»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, %, не более _____

- массы нетто нефти, %, не более _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов: _____
регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (раздел 6 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Опробование (раздел 7 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

3. Подтверждение соответствия ПО (раздел 8 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

4. Проверка сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН (п. 9.1 МП)

Таблица А.1 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской №	Сведения о поверке

5 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 9.2 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 9.3 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти № 619
ППСН «Калтасы» _____ к дальнейшей эксплуатации.
пригодной/не пригодной

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

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.