

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.В. Крайнов

«13» 10 2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти
установки подготовки нефти Западно-Зимнего лицензионного участка
ООО «Газпромнефть-Хантос»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0716-23 МП

**Казань
2023 г.**

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Стеряков О.В.

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти установки подготовки нефти Западно-Зимнего лицензионного участка ООО «Газпромнефть-Хантос» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным 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 26.09.2022 г. № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

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 252 до 712	±0,25 (брутто)

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений, но не более указанного в описании типа, с обязательным передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН. Поверку в фактически обеспечиваемом диапазоне проводят на основании письменного заявления владельца СИКН или лица, представившего его на поверку, оформленного в произвольной форме.

2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Т а б л и ц а 2

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8

Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	9
---	----	----	---

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.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

Средства поверки не применяются. Реализован расчетный метод определения метрологических характеристик - метрологические характеристики СИКН определяются по нормированным метрологическим характеристикам применяемых компонентов СИКН утвержденного типа, при соблюдении условия, что обо всех СИ, входящих в состав СИКН есть сведения о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений с действующим сроком поверки.

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 Подготовка 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 комплекса измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК).

Информацию об идентификационных данных можно узнать, нажав на



клавишу «» (информация) на лицевой панели ИВК, прокрутить список, нажав



на клавишу «».

8.2 Проверка идентификационных данных ПО программного комплекса «CROPOS» автоматизированного рабочего места оператора (далее по тексту – АРМ оператора) (основного и резервного).

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора необходимо выполнить нижеперечисленные действия для основного и резервного АРМ оператора.

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора нажать кнопку «НАСТРОЙКА», далее в появившемся окне нажать кнопку «Настройка системы». На открывшейся странице в правой нижней части экрана расположена кнопка «ПРОВЕРИТЬ CRC32» и отображены идентификационные данные ПО АРМ оператора:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;

- цифровой идентификатор ПО.

Для проверки цифрового идентификатора ПО АРМ оператора нажимают кнопку «ПРОВЕРИТЬ CRC32».

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 ПО, 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 и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

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, проверяются только эти СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

9.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН δm_{δ} , %, при прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений», принимают равной максимальному значению относительной погрешности расходомеров массовых Promass (модификации Promass F 300) (далее по тексту – СРМ).

Относительную погрешность СРМ определяют в соответствии с документом на методику поверки, указанным в свидетельстве/сертификате об утверждении типа СРМ.

Относительная погрешность СРМ на рабочей измерительной линии (ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25$ %, относительная погрешность СРМ на контрольно-резервной ИЛ не должна превышать $\pm 0,20$ %.

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

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

9.3.1 Относительную погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти δm_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta m_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{m_{\delta}^2 + \frac{\Delta W_{\text{в}}^2 + \Delta W_{\text{мп}}^2 + \Delta W_{\text{xc}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{в}} + W_{\text{мп}} + W_{\text{xc}}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где m_{δ} – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 $\Delta W_{\text{в}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определений 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, %.

9.3.1.1 Определение абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефти.

9.3.1.1.1 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти ΔW_B , %, при измерении объемной доли воды с применением влагомеров нефти поточных УДВН-1пм вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{(\Delta\varphi_{\text{вЛОСН}} + \Delta\varphi_{\text{вЛДОП}}) \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (2)$$

где $\Delta\varphi_{\text{вЛОСН}}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомера нефти, объемная доля воды, %;

$\Delta\varphi_{\text{вЛДОП}}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомера нефти, пределы дополнительной погрешности при изменении температуры измеряемой среды на каждые 10°C от средней температуры рабочего диапазона, объемная доля воды, %;

ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³. Принимается равной 1000 кг/м³;

ρ_H – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, принимаемая равной измеренной поточным ПП или ареометром в лаборатории, приведенной к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³.

9.3.1.1.2 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти ΔW_B , %, при определении массовой доли воды методом лабораторного анализа по ГОСТ 2477–2014, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

где R_B – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;

r_B – сходимостъ метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

9.3.1.2 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta W_{мп}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{мп} = \pm \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;

$r_{мп}$ – сходимостъ метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

9.3.1.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_m \cdot \sqrt{2}}, \quad (5)$$

где R_{xc} – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, мг/дм³;
 r_{xc} – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, мг/дм³;
 ρ_m – плотность нефти, измеренная поточным ПП, а при отсутствии поточного ПП – измеренной в лаборатории и приведенной к условиям измерений массы нефти, кг/м³.

9.3.1.4 Массовую долю воды в нефти W_B , %, рассчитывают по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (6)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, %.

9.3.1.5 Массовую долю хлористых солей в нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_m}, \quad (7)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

9.3.1.6 Результаты расчета по формулам (2) – (7) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (1) – до второго знака после запятой.

Допускается выполнять определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти и относительной погрешности измерений массы нетто нефти с помощью автоматизированных средств расчета.

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

10 Оформление результатов поверки

10.1 При положительных результатах поверки СИКН оформляется свидетельство о поверке. Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А, прилагаемом к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

10.2 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.

10.3 При проведении поверки СИКН в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

10.4 Пломбирование СИКН не предусмотрено.

10.5 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

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

10.7 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
установки подготовки нефти Западно-Зимнего лицензионного участка
ООО «Газпромнефть-Хантос»
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 установки
подготовки нефти Западно-Зимнего лицензионного участка ООО «Газпромнефть-
Хантос» _____ к дальнейшей эксплуатации.

пригодной/не

пригодной

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

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.