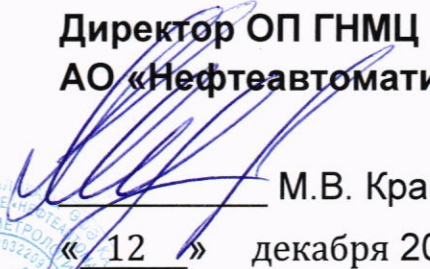


СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**


М.В. Крайнов

« 12 » декабря 2023 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти,
находящаяся в блоке универсальном учета и регулирования нефти,
поступающей с установки подготовки нефти УПН-2 расширенного
первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0788-23 МП**

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Березовский Е.В., к.т.н

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти, находящуюся в блоке универсального учета и регулирования нефти, поступающей с установки подготовки нефти УПН-2 расширенного первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения (далее – СИКН), и устанавливает методику ее первичной, периодической поверки.

Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

Проведение поверки отдельных измерительных каналов из состава СИКН, для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов невозможно.

При определении метрологических характеристик (МХ) в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости», что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 «Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости».

МХ СИ, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. МХ СИКН определяют расчетным методом.

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 обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, с 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

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, указанные в таблице 1:

Таблица 1 – операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Обязательность выполнения операций поверки при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Внешний осмотр	6	Да	Да
2. Подготовка к поверке и опробование	7	Да	Да
3. Проверка программного обеспечения СИКН	8	Да	Да

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Обязательность выполнения операций поверки при	
		первичной поверке	периодической поверке
4. Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям	9	Да	Да
5. Оформление результатов поверки	10	Да	Да

2.2 При получении отрицательных результатов при выполнении любой из операций поверка прекращается.

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки характеристики измеряемой среды 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 сведения о поверке всех СИ, входящих в состав СИКН, внесены в Федеральный информационный фонд 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:

– «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

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать указанной в таблице:

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти, находящаяся в блоке универсальном учета и регулирования нефти, поступающей с установки подготовки нефти УПН-2 расширенного первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения, заводской № 60	-	1 шт.
Паспорт	СИКН16-16-600.00.000-ПС	1 экз.

- 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.

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 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

7 Подготовка к поверке и опробование

7.1 Подготовка к поверке

7.1.1 Подготовку к поверке проводят в соответствии с нормативными документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

7.1.2 Все используемые СИ должны быть приведены в рабочее положение, заземлены и включены в соответствии с руководством по их эксплуатации.

7.2 Опробование

Проверяют отсутствие сообщений об ошибках и соответствие текущих измеренных СИКН значений массового расхода нефти данным, отображенным в описании типа СИКН.

Результаты опробования считают положительными, если текущие измеренные СИКН значения массового расхода нефти соответствуют данным, представленным в описании типа СИКН, а также отсутствуют сообщения об ошибках.

8 Проверка программного обеспечения СИКН

8.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО) комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L») осуществляется в соответствии с п.6.2.2 методики поверки.

8.2 Проверка идентификационных данных ПО «Rate APM оператора УУН».

Необходимо нажать на кнопку «Версия» на верхней панели развернутого окна АРМ оператора и нажать на кнопку «Получить данные по библиотеке».

8.3 Если полученные идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО. В противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.

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

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 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM , %, при применении прямого метода динамических измерений принимают равной максимальному значению относительной погрешности измерений массового расхода (массы) счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF400 с электронным преобразователем модели 2700, входящих в состав СИКН (далее-массомеры).

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

9.3 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где

- δM — относительная погрешность измерений массы нефти, %. Принимают равной относительной погрешности измерений массомера;
- ΔW_B — абсолютная погрешность измерения массовой доли воды в нефти, %;
- $\Delta W_{МП}$ — абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $\Delta W_{ХС}$ — абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- W_B — массовая доля воды в нефти, %. Измеряют объемную долю воды в нефти φ_B , %, с помощью поточного влагомера, установленного в БИК СИКН, или измеряют массовую долю воды в нефти в лаборатории в соответствии с ГОСТ 2477;
- $W_{МП}$ — массовая доля механических примесей в нефти, %. Массовую концентрацию хлористых солей измеряют по ГОСТ 21534;
- $W_{ХС}$ — массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Массовую долю хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$W_{ХС} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{ХС}}{\rho_H^{ХС}}, \quad (2)$$

где

- $\varphi_{ХС}$ — массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³,

ρ_H^{xc} – измеренная в лаборатории по ГОСТ 21534;
– плотность нефти, измеренная по ГОСТ 3900 и приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей согласно Р 50.2.076 или ГОСТ Р 8.1008, кг/м³.

Массовую долю воды в нефти, %, вычисляют по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером по формуле

$$W_B = \frac{\varphi \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (3)$$

где

φ – объемная доля воды в нефти, %;
 ρ_B – плотность воды, приведенная к условиям измерений φ , кг/м³. Принимают равной 1000 кг/м³;
 ρ_H^B – плотность нефти, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти φ , кг/м³. При различии температур (на величину, превышающую суммарную погрешность СИ температуры) в процессе измерения плотности нефти и объемной доли воды в нефти измеренное значение плотности приводят к температуре измерений объемной доли воды в нефти по формуле (Б.5) ГОСТ 8.587 или согласно Р 50.2.076, ГОСТ Р 8.1008.

Абсолютную погрешность измерения массовой доли воды в нефти ΔW_B , %:

- при расчете массовой доли воды по измеренному значению влагосодержания с помощью поточного влагомера, абсолютную погрешность измерения массовой доли воды в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{[\Delta \varphi_{осн} + (\Delta \varphi_{доп} \cdot \frac{t - t_{ном}}{n})] \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (4)$$

где

$\Delta \varphi_{осн}$ – основная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти поточного влагомера, %;
 $\Delta \varphi_{доп}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти поточного влагомера, связанная с отклонением температуры нефти на каждые n °С, %. При отсутствии в описании типа СИ дополнительной погрешности значение $\Delta \varphi_{доп}$ принимают равным нулю;
 t – температура нефти в месте измерений объемной доли воды в нефти, °С;
 $t_{ном}$ – номинальная температура, указанная в описании типа;
 n – значение температуры, для которого нормируется дополнительная погрешность измерений объемной доли воды в нефти поточного влагомера, %.

- при измерении в лаборатории по ГОСТ 2477, в соответствии с ГОСТ 8.587 вычисляют по формуле

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

где R_B и r_B – воспроизводимость и сходимость метода измерений массовой доли воды в соответствии с ГОСТ 2477, %;

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, ΔW_n , %, в соответствии с ГОСТ 8.587 вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{МП}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{МП}}^2 - r_{\text{МП}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где $R_{\text{МП}}$ и $r_{\text{МП}}$ - воспроизводимость и сходимость метода измерений массовой доли механических примесей в соответствии с ГОСТ 6370, %.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{\text{ХС}}$, %, в соответствии с ГОСТ 8.587 вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{ХС}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{ХС}}^2 - r_{\text{ХС}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где $R_{\text{ХС}}$ и $r_{\text{ХС}}$ - воспроизводимость и сходимость метода измерений массовой доли хлористых солей, %.

Значение сходимости $r_{\text{ХС}}$, выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в % по формуле

$$r_{\text{ХС}}[\%] = \frac{0,1 \cdot r_{\text{ХС}}[\text{мг/дм}^3]}{\rho_{\text{Н}}^{\text{ХС}}}, \quad (8)$$

где $r_{\text{ХС}}$ - сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм³.

Значение воспроизводимости $R_{\text{ХС}}$, выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в % по формуле

$$R_{\text{ХС}}[\%] = \frac{0,1 \cdot R_{\text{ХС}}[\text{мг/дм}^3]}{\rho_{\text{Н}}^{\text{ХС}}}, \quad (9)$$

где $R_{\text{ХС}}$ - воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм³.

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

9.4 Подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям

Если значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышают $\pm 0,25$ % и значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышают $\pm 0,35$ %, СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа.

10 Оформление результатов поверки

10.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

10.2 Сведения о результатах поверки СИКН в целях подтверждения поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

При положительных результатах поверки оформляется 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 № 2510 от 31.07.2020 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности согласно приказу Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г. с указанием причин.