

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.В. Крайнов

«03» 09 2021 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009
на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть»**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0630-21 МП**

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Гаязов Ф.Р.

1 Общие положения

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть» (далее по тексту – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2 СИКНС соответствует требованиям к средствам измерений (СИ), установленным в части 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года.

1.3 Метрологические характеристики СИКНС определяются расчетным методом.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, 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 СИ (компонентов СИКНС) со значением, определенного эталоном.

1.4 Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов из состава СИКНС для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений в соответствии с заявлением владельца СИКНС, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки, если это установлено методикой поверки.

2 Перечень операций поверки

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

Т а б л и ц а 2.1 – Перечень операций поверки

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

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверка СИКНС проводится в условиях эксплуатации.

3.2 При проведении поверки СИ, входящих в состав СИКНС, соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку данных СИ.

3.3 Характеристики СИКНС и параметры измеряемой среды при проведении поверки в условиях эксплуатации СИКНС должны соответствовать приведенным в таблице 3.1.

Т а б л и ц а 3.1 – Характеристики СИКНС и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон массового расхода измеряемой среды, т/ч	от 15 до 110
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 800 до 1000
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,1 до 2,2
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +2 до +50
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды, мм ² /с	от 6 до 190
Объемная доля воды, %, не более	7

3.4 При определении метрологических характеристик измерительного канала (ИК) массы и массового расхода нефти сырой дополнительно соблюдают следующие условия:

3.4.1 Изменение температуры измеряемой среды за время одного измерения не должно превышать 0,2°С.

3.4.3 Отклонение массового расхода измеряемой среды от установленного значения в процессе поверки не должно превышать ±2,5 %.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Основные средства поверки приведены в таблице 4.1.

Т а б л и ц а 4.1 - Метрологические и технические требования к средствам поверки

№ пункта методики поверки	Наименование и тип основного средства поверки; обозначение нормативного документа и МХ средства поверки	Пример возможного средства поверки
9.2	рабочий эталон 2-го разряда (установка поверочная с расходомерами) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более ±0,10 % (далее по тексту – ПУ)	установка эталонная мобильная «ПАКВиК-2», (регистрационный № 71746-18)

4.2 Допускается применение аналогичных указанным в таблице 4.1 средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти сырой с требуемой точностью.

4.3 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для оценки соответствия и подтверждения соответствия метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, приведены в методике поверки соответствующего СИ.

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», утверждены приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534;

- 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 №1479 от 16.09.2020 г.;

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.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации СИКНС и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр СИКНС

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

- комплектность СИКНС должна соответствовать эксплуатационной документации;

- на элементах СИКНС не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;

- надписи и обозначения на элементах СИКНС должны быть чёткими и соответствовать эксплуатационной документации.

6.2 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, 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 СИКНС

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

7.2 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

- подготавливают поверочную установку (ПУ) к работе в строгом соответствии с требованиями эксплуатационной документации;

- подготавливают ПУ к работе в строгом соответствии с требованиями эксплуатационной документации;

- проверяют надежность монтажа и правильность подключения ПУ, а также целостность изоляции соединительных кабелей;

- ПУ и проверяемый ИК массы и массового расхода нефти сырой подключают последовательно;

- проверяют герметичность системы, состоящей из проверяемого ИК массы и массового расхода нефти сырой, ПУ, задвижек и трубопроводов. Создают в системе максимально возможное давление измеряемой среды. Система считается герметичной, если в течение 15 минут не наблюдается течи измеряемой среды через соединения;

- проверяют отсутствие свободного газа (воздуха) в гидравлической системе путем открытия запорной арматуры, размещенной в верхних точках трубопровода гидравлической системы. Считают, что свободный газ (воздух) удален из гидравлической системы, если при открытии соответствующей запорной арматуры вытекает измеряемая среда без газовых (воздушных) включений;

- в соответствии с эксплуатационной документацией на счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее по тексту – СРМ), входящие в состав ИК массы и массового расхода нефти сырой, в измерительный преобразователь или систему сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ) устанавливают или проверяют установленные ранее необходимые значения коэффициентов преобразования (коррекции), расхода, частоты и т.д.

Примечание:

1 Максимальное значение частоты, установленное в СРМ, не должно превышать максимального значения входной частоты СОИ.

7.3 Проводят установку нуля СРМ и счетчиков-расходомеров массовых, установленных в ПУ (далее по тексту – ЭПР) в соответствии с требованиями технической документации и, соблюдая следующие условия:

- до установки нуля СРМ проверяемого ИК и ЭПР должны находиться во включенном состоянии не менее одного часа, если иное время не предусмотрено эксплуатационной документацией;

- гидравлическая система должна быть заполнена измеряемой средой.

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

Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, сформирован отчет (двухчасовой или сменный) и отсутствуют сообщения об ошибках работы СИКНС.

7.5 Опробование СРМ проводят путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений. Результаты опробования СРМ считают положительными, если при увеличении или уменьшении расхода показания изменяются соответствующим образом (увеличиваются или уменьшаются).

8 Проверка программного обеспечения

8.1 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКНС №2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть» (далее по тексту – АРМ оператора).

Наименование и номер версии считывают в заголовке основного окна мнемосхемы СИКНС.

Чтобы проверить контрольную сумму необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры на АРМ оператора.

В приложении «Проводник» операционной среды Windows пройти по ссылке C:\Program Files\ProsoftSystems\skeleton\Skeleton.exe. Навести курсор на строку с наименованием «Skeleton.exe». Нажать на правую клавишу мыши. Во всплывающем меню выбрать пункт «Свойства». В открывшемся окне выбрать вкладку «Хеш-суммы файлов». В указанной вкладке в окне «Значение хеша»

смотреть значение контрольной суммы, соответствующее значению, вычисленному по алгоритму MD5.

8.2 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI 6000 (далее по тексту – ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Необходимо на клавиатуре контроллера нажать кнопку «Алфавит Регистр», затем «Статус», затем «Ввод». На дисплее контроллера появится таблица. Нажимая на кнопку «↓», переместиться вниз до строк «Revision No» и «Checksum». В строке «Revision No» указан номер версии ПО. В строке «Checksum» указана контрольная сумма, рассчитанная по алгоритму CRC16, флэш-памяти контроллера, хранящей операционную систему.

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКНС и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и п. 8.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКНС 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 СИКНС

9.1 Определение метрологических характеристик (МХ) СИ, входящих в состав СИКНС.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКНС, наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) действующих сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКНС. В случае отсутствия сведений о поверке на СРМ выполняют операции по п. 9.2 настоящей методики поверки.

Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКНС, заносят в соответствующий раздел протокола поверки СИКНС.

Поверка СИ, входящих в состав СИКНС, проводится в соответствии с документом, установленным при утверждении типа СИ.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКНС наступает до очередного срока поверки СИКНС, поверяются только эти СИ, при этом поверку СИКНС не проводят.

9.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти сырой.

9.2.1 Комплектный способ определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти сырой является предпочтительным и применяется для ИК массы и массового расхода нефти сырой с СРМ и ИВК в составе. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение МХ ИК массы и массового расхода нефти сырой проводят покомпонентным (поэлементным) способом по п. 9.1.

9.2.2 Определение МХ ИК массы и массового расхода нефти сырой проводят не менее чем в трех точках диапазона измерений ИК: $Q_{\max}$, $0.5 \cdot (Q_{\max} + Q_{\min})$, $Q_{\min}$, где $Q_{\max}$ и $Q_{\min}$ – соответственно максимальный и минимальный расход через ИК, т/ч. В случае необходимости проводят измерения в дополнительных точках расхода. Количество точек определяется нелинейностью градуировочной характеристики. В каждой точке проводят не менее пяти измерений.

При определении МХ ИК в зависимости от вида реализуемой градуировочной характеристики СРМ, определяют следующие МХ:

- коэффициент(ы) коррекции в рабочем диапазоне измерений (точках рабочего диапазона измерений);
- коэффициент(ы) преобразования в рабочем диапазоне измерений (точках рабочего диапазона измерений);
- среднее квадратическое отклонение (СКО) результатов измерений в точках диапазона измерений;
- относительную погрешность СРМ в точках рабочего диапазона измерений расхода и (или) в рабочем диапазоне измерений расхода или в k-ом поддиапазоне рабочего диапазона измерений расхода.

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от минимального в сторону увеличения или от максимального в сторону уменьшения.

При каждом значении расхода измеряют массу измеряемой среды ИК массы и массового расхода нефти сырой и ПУ. В момент начала измерения одновременно начинается счет электрических импульсов, генерируемых СРМ и ПР, при помощи блока обработки информации, входящего в состав ПУ. При достижении заданного количества импульсов, генерируемых СРМ или истечении заданного времени измерения или при прохождении заданного значения массы измеряемой среды через СРМ, счет электрических импульсов заканчивается также одновременно.

Если количество импульсов СРМ за время измерения меньше 10000, то количество импульсов определяется с долями.

При каждом измерении в данной точке диапазона измерений регистрируют:

- значение расхода (Q_{ij} , т/ч);
- температуру (t_n , °С) и давление (P_n , МПа) измеряемой среды в ИК;
- количество импульсов, поступившее от ПУ и СРМ (N_{zij} , N_{pij} , имп);
- время измерения ($T_{изм}$, с).

Результаты измерений заносят в протокол. Рекомендуемая форма протокола определения МХ ИК массы и массового расхода нефти сырой приведена в приложении Б.

9.2.3 Массу жидкости M_{pij} , измеренную СРМ, т/ч, определяют по формуле

$$M_{pij} = \frac{N_{pij}}{K_{пмр}}, \quad (1)$$

где N_{pij} - количество импульсов, поступившее с СРМ при i-ом измерении в j-й точке рабочего диапазона измерений, имп.;

$K_{пмр}$ - коэффициент преобразования СРМ, имп/т, вычисляемый по формуле

$$K_{пмр} = \frac{f_{рmax} \cdot 3600}{Q_{рmax}}, \quad (2)$$

где $f_{рmax}$ - максимальное значение частоты, установленное в СРМ, Гц;

$Q_{рmax}$ - максимальное значение расхода ИК массы и массового расхода нефти сырой, установленное в СРМ и соответствующее значению $f_{рmax}$, т/ч.

9.2.4 Для каждого значения расхода определяют коэффициент коррекции СРМ MF_j по формуле

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^n MF_{ij}}{n}, \quad (3)$$

где n - количество измерений в j-й точке рабочего диапазона измерений;

MF_{ij} - коэффициент коррекции СРМ при i-том измерении в j-той точке расхода, вычисляемый по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{эij}}{M_{pij}} \cdot MF_p, \quad (4)$$

где MF_p - коэффициент коррекции СРМ, введенный в измерительный преобразователь по результатам предыдущего определения МХ;
 $M_{эij}$ - масса измеряемой среды, измеренная ЭПР при i -ом измерении в j -й точке диапазона измерений расхода, т, вычисляют по формуле

$$M_{эij} = \frac{N_{эij}}{K_{пмэ}}, \quad (5)$$

где $N_{эij}$ - количество импульсов, поступившее с ПР при i -ом измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений, имп.;
 $K_{пмэ}$ - коэффициент преобразования ПР, имп/т, вычисляемый по формуле

$$K_{пмэ} = \frac{f_{эmax} \cdot 3600}{Q_{эmax}}, \quad (6)$$

где $f_{эmax}$ - максимальное значение частоты, установленное в ЭПР, Гц;
 $Q_{эmax}$ - максимальное значение расхода, установленное в ЭПР, т/ч.

При определении МХ по двум и более преобразователям массового расхода ПУ $M_{ij}^э$ вычисляется по формуле

$$M_{ij}^э = \frac{N_{э1ij}}{K_{э1ij}} + \frac{N_{э2ij}}{K_{э2ij}} + \dots + \frac{N_{эgij}}{K_{эgij}}, \quad (7)$$

где $N_{э1ij}, N_{э2ij}, N_{эgij}$ - количество импульсов, поступившее с первого, второго и g -го ЭПР соответственно при i -ом измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений, имп.;

$K_{э1ij}, K_{э2ij}, K_{эgij}$ - коэффициент преобразования первого, второго и g -го ЭПР соответственно, вычисленный по градуировочной характеристике, имп/т.

9.2.5 СКО результатов измерений (S_j , %) в j -й точке диапазона измерений расхода вычисляют по формуле

$$S_j = \frac{1}{MF_j} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (MF_{ij} - MF_j)^2}{n - 1}} \cdot 100. \quad (8)$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,05\%. \quad (9)$$

При невыполнении условия (9) проверяют правильность монтажа и подключения СРМ и производят повторную установку нуля. Повторяют серию измерений согласно п. 9.2.2. При повторном невыполнении условия (9) определение МХ прекращают.

9.2.6 Коэффициент коррекции СРМ вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (10)$$

где m - количество точек рабочего диапазона измерений.

9.2.7 При введении градуировочного коэффициента K'_M в измерительный преобразователь СРМ его вычисляют по формуле

$$K'_M = K_M \cdot MF, \quad (11)$$

где K_M - градуировочный коэффициент СРМ по результатам предыдущего определения МХ.

9.2.8 Если в процессе эксплуатации СРМ вводят поправку по давлению (при наличии преобразователя давления), то относительную погрешность СРМ (δ_M , %) в j -й точке диапазона измерений вычисляют по формуле

$$\delta_M = 1,1 \cdot \sqrt{\theta_{\Sigma}^2 + \theta_{MF \max}^2 + \theta_{tM}^2 + \theta_{COI}^2}, \quad (12)$$

где θ_{Σ} - граница составляющей неисклученной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ);

$\theta_{MF \max}$ - систематическая составляющая погрешности СРМ, %, вычисляют по формуле

$$\theta_{MF \max} = \left| \frac{MF_j - MF}{MF} \right|_{\max} \cdot 100, \quad (13)$$

θ_{tM} - дополнительная систематическая составляющая погрешности СРМ, обусловленная влиянием отклонения температуры измеряемой среды в условиях эксплуатации СРМ от температуры измеряемой среды при определении МХ, %, вычисляют, используя данные из технической документации изготовителя по формуле

$$\theta_{tM} = K_{tp} \cdot |t_{\max} - t_n|, \quad (14)$$

где K_{tp} - коэффициент дополнительной составляющей погрешности СРМ за счет изменения температуры, берут из сертификата СРМ, %/°C;

$t_{\max}$ - граничное значение температуры измеряемой среды на СИКНС, максимальное или минимальное, в зависимости от того, какое из этих значений больше отличается от температуры измеряемой среды при определении МХ ИК массы и массового расхода нефти сырой, °C;

t_n - температура измеряемой среды при определении метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти сырой;

θ_{COI} - дополнительная систематическая составляющая погрешности СОИ.

9.2.9 Если в процессе эксплуатации СРМ не вводят поправку по давлению, то относительную погрешность СРМ δ_M , %, в j -й точке диапазона измерений вычисляют по формуле

$$\delta_M = 1,1 \cdot \sqrt{\theta_{\Sigma}^2 + \theta_{MF \max}^2 + \theta_{tM}^2 + \theta_{pp}^2 + \theta_{COI}^2}, \quad (15)$$

где θ_{pp} - дополнительная систематическая составляющая погрешности СРМ, обусловленной влиянием отклонения давления измеряемой среды в условиях эксплуатации СРМ от давления измеряемой среды при определении МХ, %, вычисляют, используя данные из технической документации изготовителя, по формуле

$$\theta_{pp} = 10 \cdot K_{pp} \cdot |P_{\max} - P_n|, \quad (16)$$

где K_{pp} - коэффициент дополнительной составляющей погрешности СРМ за счет изменения давления, берут из сертификата СРМ, %/0,1 МПа;

$P_{\max}$ - граничное значение давления измеряемой среды на СИКНС, максимальное или минимальное, в зависимости от того, какое из этих значений больше отличается от давления измеряемой среды при определении метрологических характеристик ИК массового расхода нефти сырой, °С;

P_n - давление измеряемой среды при определении метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти сырой.

9.2.10 Результаты определения МХ ИК массы и массового расхода нефти сырой считают положительными, если выполняется следующее условие:

- для СРМ применяемого в качестве рабочего $\delta_M \leq 0,25\%$; (17)

- для СРМ применяемого в качестве контрольно-резервного $\delta_M \leq 0,20\%$. (18)

Если данные условия не выполняются, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений;
- уменьшить рабочий диапазон измерений.

При повторном невыполнении условий (17), (18) определение МХ прекращают.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы нефти сырой СИКНС δ_M , %, принимают равной максимальной допускаемой относительной погрешности измерений СРМ входящих в состав СИКНС.

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

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

10 Подтверждение соответствия СИКНС метрологическим требованиям

СИКНС соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки СИКНС считают положительными, если:

- СИ, входящие в состав СИКНС (кроме СРМ при определении относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти сырой комплектно на месте эксплуатации) поверены в установленном порядке и допущены к применению;

- при определении относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти сырой комплектно на месте эксплуатации относительная погрешность ИК массы и массового расхода нефти сырой не выходит за пределы $\pm 0,25\%$ для ИК массы и массового расхода нефти сырой с СРМ, используемым в качестве рабочего, и $\pm 0,20\%$ для ИК массы и массового расхода нефти сырой с СРМ, используемым в качестве контрольно-резервного;

- относительная погрешность измерений массы сырой нефти не выходит за пределы $\pm 0,25\%$.

11 Оформление результатов поверки

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

11.2 Сведения о результатах поверки СИКНС направляют в ФИФОЕИ 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 СИКНС оформляется свидетельство о поверке. На свидетельство о поверке наносится знак поверки.

В случае метрологического отказа измерительных каналов, выясняются и устраняются его причины, после чего проводится внеочередная поверка СИКНС в объеме определения МХ отказавших ИК.

При проведении внеочередной поверки СИКНС в объеме отдельных ИК в действующий период свидетельства о поверке СИКНС, оформляется протокол поверки в части проведенной поверки по п. 9.2 настоящей методики поверки. В разделе «Заключение» протокола делают вывод о годности (негодности) поверенных ИК, входящих в состав СИКНС, к дальнейшей эксплуатации. При положительных результатах поверки отдельных ИК переоформляют свидетельство о поверке на СИКНС, 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 20.10.2020 г. с указанием даты действия переоформленного свидетельства о поверке не позднее даты действия предыдущего свидетельства о поверке СИКНС. К свидетельству о поверке системы прикладывают перечень ИК и измерительных компонентов, входящих в состав СИКНС, протоколы поверки СИКНС в части отдельных ИК и действующий протокол поверки, полученный при предыдущей поверке СИКНС.

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

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

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКНС

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на
ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть»

номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Диапазон измерений:	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой в диапазоне измерений, не более, %	

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов: _____

_____ регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки СИКНС: _____

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. Определение метрологических характеристик (МХ) СИ, входящих в состав СИКНС (п. 9.1 МП)

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

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской №	Сведения о поверке

4.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти сырой (п. 9.2 МП).

Протокол определения МХ ИК массы и массового расхода нефти сырой приведен в приложении Б.

4.8 Определение пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти (п. 9.3 МП).

Заключение: система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть», зав. № 01, признана _____ к дальнейшей эксплуатации.
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего

поверку: _____

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма протокола определения метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти сырой

Тип сенсора: _____

Тип эл. преобр.: _____

$K_{\text{пмр}}$, имп/т= _____;

K'_M , г/с/мкс= _____;

Заводской № _____

Заводской № _____

MF= _____;

P_{max} = _____ МПа;

t_{max} = _____ °C;

Тип сенсора ЭМ1: _____

Тип эл. преобр. ЭМ1: _____

$K_{\text{пмэ}}$, имп/т= _____;

K'_M , г/с/мкс= _____;

MF= _____;

Тип сенсора ЭМ2: _____

Тип эл. преобр. ЭМ2: _____

$K_{\text{пмэ}}$, имп/т= _____;

K'_M , г/с/мкс= _____;

MF= _____;

Условия поверки: t_n = _____ °C;

P_n = _____ МПа;

Результаты измерений

$N_{\text{изм}}$	Q_{ij} , т/ч	$T_{\text{изм}}$, с	$N_{\text{эij1}}$, имп	$N_{\text{эij2}}$, имп	N_{rij} , имп.	$M_{\text{эij1}}$, т	$M_{\text{эij2}}$, т	M_{rij} , т	MF _{ij}

Результаты определения метрологических характеристик ИК

№ точки расхода	Q_j , т/ч	MF _j	S_j
1			
2			
3			

Диапазон, т/ч	K_M , г/с/мкс	$\delta_{\text{пу}}$, %	θ_{MFmax} , %	θ_{tm} , %	θ_{pp} , %	δ_M , %

Максимальное значение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти сырой

Закключение: _____

должность

подпись

ф.и.о.

Дата _____