

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НЕФТЕАВТОМАТИКА»  
ОБОСОБЛЕННОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ  
ГОЛОВНОЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР в г. Казань**

**СОГЛАСОВАНО**

**Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»**



**М.В. Крайнов**

**« 01 » 09 2025 г.**

**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Система измерений количества и показателей качества нефти №225**

**ПСП «Калейкино» ПАО «Татнефть»**

**Методика поверки**

**НА.ГНМЦ.0914-25 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

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №225 ПСП «Калейкино» ПАО «Татнефть» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику ее первичной, периодической поверки.

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

Поверка отдельных измерительных каналов из состава СИКН, для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов не проводится.

При определении метрологических характеристик (МХ) в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы объемного 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 63-2025 «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 расчётным методом (косвенным методом).

Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечивающимся 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 обеспечивающимся диапазоне проводят на основании письменного заявления владельца СИКН или лица, представившего его на поверку, оформленного в произвольной форме.

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

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ )	от 50,4 до 1104,1 (от 60,0 до 1220,0)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

## 2 Перечень операций поверки

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, указанные в таблице 2:



Таблица 2 – операции поверки

Наименование операции	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер пункта методики поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
1. Внешний осмотр	Да	Да	6
2. Подготовка к поверке и опробование	Да	Да	7
3. Проверка программного обеспечения СИКН	Да	Да	8
4. Проверка результатов поверки средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН	Да	Да	9
5. Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям	Да	Да	10
6. Оформление результатов поверки	Да	Да	11

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 и диапазон измерений расхода не должен выходить за пределы диапазона, указанного описании 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**

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать указанной в описании типа на установки;

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими.

## **7 Подготовка к поверке и опробование**

7.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

### **7.2 Опробование.**

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


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 СИКН**

8.1 Если в составе СИКН применяют устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955 (далее по тексту – устройства 7955), проводят проверку идентификационных данных ПО устройств 7955.

Проверка идентификационных данных ПО устройств 7955 проводится по номеру версии ПО.

Для просмотра идентификационных данных устройств 7955 необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Для просмотра номера версии на передней панели устройства 7955 нажимают кнопку «Меню» . После нажатия кнопки «Меню» появится список «Главное меню», в котором с помощью кнопок прокрутки «v» или «l» (слева от дисплея) выбирают страницу со строкой «Software version» и нажимают



соответствующую данной строке кнопку справа от дисплея («а», «b», «с» или «d»). После нажатия кнопки на экране отобразится номер версии ПО устройства 7955.

Отображенные идентификационные данные ПО устройств 7955 заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

8.2 Если в составе СИКН применяют программный комплекс «CROPOS» АРМ оператора, то проводят проверку идентификационных данных ПО программного комплекса «CROPOS» АРМ оператора.

Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора проводится по следующим файлам: «DENS.EXE», «DOC.EXE», «POVERKA.EXE» и «REPORT.EXE».

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора на мнемосхеме АРМ оператора нажимают кнопку «Сервис». В открывшемся окне в строках с названиями модулей «DENS.EXE», «DOC.EXE», «POVERKA.EXE» и «REPORT.EXE» будут отображены идентификационные данные ПО АРМ оператора (идентификационное наименование ПО, номер версии ПО, цифровой идентификатор ПО, алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода). При нажатии кнопки «Проверить» в конце строк с названиями файлов «DENS.EXE», «DOC.EXE», «POVERKA.EXE» и «REPORT.EXE» появится окно «GetCRC32», в котором будет указан путь расположения соответствующего проверяемого файла и результат расчета его контрольной суммы по алгоритму вычисления контрольной суммы исполняемого кода CRC32.

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в таблицу А.2 протокола поверки (Приложение А).

8.3 Если в составе СИКН применяют комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07, проводят проверку идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-07.

Подтверждение соответствия ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее по тексту - ИВК) проводят в соответствии с эксплуатационной документацией ИМЦ-07.

Для просмотра идентификационных данных необходимо в строке меню выбрать «Контекстное меню», затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО, затем сравнить идентификационные данные на экране ИВК с идентификационными данными, приведенными в описании типа СИКН.

Отображенные идентификационные данные ПО комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-07 заносят в таблицу А.3 протокола поверки (Приложение А).

8.4 Если в составе СИКН применяют ПО АРМ оператора с комплексом программного обеспечения «ФОРВАРД 7», то проводят проверку идентификационных данных комплекса программного обеспечения «ФОРВАРД 7».

Подтверждение соответствия ПО АРМ оператора с комплексом программного обеспечения «ФОРВАРД 7» проводят в соответствии с эксплуатационной документацией «ФОРВАРД 7».

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН в строке основного меню в верхней части экрана зайти в пункт меню «О программе». В открывшемся окне нажать кнопку «Модули». На экране появится окно со сведениями о ПО АРМ оператора СИКН. Необходимо сравнить идентификационные данные, выведенные на экран дисплея АРМ оператора СИКН, с идентификационными данными, приведенными в описании типа СИКН.

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора СИКН заносят в таблицу А.4 протокола поверки (Приложение А).

8.5 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 8.1, п. 8.2, п. 8.3 или п. 8.4 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.

## **9 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН**

Средства измерений из состава СИКН, в том числе показывающие средства измерений температуры и давления, фактически установленные в СИКН, на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, установленными для этих средств измерений. Перечень средств измерений из состава СИКН приведен в описании типа СИКН.

Проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки средств измерений из состава СИКН, фактически установленных на СИКН, в ФИФОЕИ, наличие действующих знаков поверки, нанесенных на средства измерений, если предусмотрено нанесение знаков поверки, и (или) наличие действующих свидетельств о поверке, если предусмотрено оформление свидетельств о поверке на бумажном носителе, и (или) записей в паспортах (формулярах), заверенных подписью поверителя и знаком поверки. Результаты проверки указанных средств измерений заносят в таблицу А.5 протокола поверки СИКН по рекомендуемой форме, приведенной в Приложении А.

Результаты проверки считают положительными, если средства измерений имеют запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, действующие свидетельства о поверке, если предусмотрено оформление свидетельств о поверке на бумажном носителе, и (или) действующие знаки поверки, нанесенные на средства измерений, если предусмотрено нанесение знаков поверки, и (или) записи в паспортах (формулярах), заверенные подписью поверителя и знаком поверки.

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

## **10 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям**

10.1 Определение диапазона измерений объемного и массового расхода нефти через СИКН.

Определение диапазона измерений объемного расхода нефти через СИКН проводят путем анализа результатов поверки преобразователя расхода турбинного (ТПР), установленных на рабочих измерительных линиях.

В качестве нижней границы диапазона измерений объемного расхода СИКН принимают наименьшее из значений нижних границ диапазонов измерений расхода, указанного в свидетельствах (протоколах) о поверке рабочих ТПР, если оно не ниже значения нижней границы диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН. В обратном случае, в качестве нижней границы диапазона измерений объемного расхода СИКН принимают значение нижней границы диапазона измерений объемного расхода, указанного в описании типа СИКН.

В качестве верхней границы диапазона измерений объемного расхода СИКН принимают сумму наибольших значений верхних границ диапазонов измерений объемного расхода, указанного в свидетельствах (протоколах) о поверке рабочих ТПР, если оно не превышает значение верхней границы диапазона измерений объемного расхода, указанного в описании типа системы. В обратном случае, в качестве верхней границы диапазона измерений системы принимают значение верхней границы диапазона измерений объемного расхода, указанного в описании типа СИКН.



Диапазон измерений объемного расхода нефти через СИКН, определенный при поверке СИКН, не должен превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

Определение диапазона измерений массового расхода нефти через СИКН проводят путем анализа результатов определения диапазона объемного расхода через СИКН и диапазона измерения плотности при рабочих условиях из описания типа СИКН.

В качестве нижней границы диапазона измерений массового расхода СИКН принимают произведение значения нижней границы диапазона измерений объемного расхода СИКН, определенного при поверке СИКН и значения верхней границы диапазона измерений плотности из описания типа СИКН, если оно не ниже значения нижней границы диапазона измерений массового расхода, указанного в описании типа СИКН. В обратном случае, в качестве нижней границы диапазона измерений массового расхода СИКН принимают значение нижней границы диапазона измерений массового расхода, указанного в описании типа СИКН.

В качестве верхней границы диапазона измерений массового расхода СИКН принимают произведение значения верхней границы диапазона измерений объемного расхода СИКН, определенного при поверке СИКН и значения нижней границы диапазона измерений плотности из описания типа СИКН, если оно не выше значения верхней границы диапазона измерений массового расхода, указанного в описании типа СИКН. В обратном случае, в качестве верхней границы диапазона измерений массового расхода СИКН принимают значение верхней границы диапазона измерений массового расхода, указанного в описании типа СИКН.

10.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти,  $\delta M$ , %, 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

$\delta V$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти, %. Принимают равными пределам допускаемой относительной погрешности измерений преобразователя расхода турбинного (ТПР) в соответствии с описанием типа ТПР;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле (4);

$\delta \rho$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %. При измерении с помощью преобразователя плотности (ПП) или в лаборатории, относительную погрешность измерений плотности нефти, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\text{изм}}} \cdot 100, \quad (2)$$

где

$\Delta \rho$  – абсолютная погрешность измерений плотности нефти,  $\text{кг/м}^3$ . Принимают равной абсолютной погрешности ПП или абсолютной погрешности измерений плотности нефти в соответствии с аттестованной методикой измерений;

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

В случае измерения плотности нефти по ГОСТ Р 51069-97 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной



плотности и плотности в градусах API ареометром», ГОСТ 3900-2022 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» (ареометрическим методом) относительную погрешность измерений плотности нефти вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2} \cdot \rho_{\text{изм}}} \cdot 100, \quad (3)$$

где

- $r$  – повторяемость (сходимость) метода, кг/м<sup>3</sup>. Принимают равной в соответствии с методом измерений плотности;
- $R$  – воспроизводимость метода, кг/м<sup>3</sup>. Принимают равной в соответствии с методом измерений плотности,
- $\rho_{\text{изм}}$  – измеренное значение плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;
- $\Delta t_p$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях плотности нефти, °С. Принимают равной 0,2 °С;
- $\Delta t_v$  – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях объема нефти, °С. Принимают равной 0,2 °С;
- $\delta N$  – пределы допускаемой относительной погрешности расчета объемного расхода и массы системы сбора и обработки информации, %. Принимают равными согласно описанию типа СИ, входящих в состав системы сбора и обработки информации СИКН.

Коэффициент,  $G$ , вычисляют по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_p}, \quad (4)$$

где

- $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, вычисляемый по формуле (8);
- $t_v$  – температура нефти при измерениях объема, °С;
- $t_p$  – температура нефти при измерениях плотности, °С.

Плотность нефти при температуре 15 °С и избыточном давлении равном нулю,  $\rho_{15}$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{изм}} \cdot K}{\text{CTL}_p \cdot \text{CPL}_p}, \quad (5)$$

где

- $\rho_{\text{изм}}$  – плотность нефти, измеренная ПП или в лаборатории, кг/м<sup>3</sup>;
- $\text{CTL}_p$  – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПП, вычисляемый по формуле (6);
- $\text{CPL}_p$  – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПП, вычисляемый по формуле (7);
- $K$  – поправочный коэффициент на температурное расширение стекла для ареометров, вычисляемый по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения» (в случае измерений плотности с помощью ПП его принимают равным единице).

При отборе пробы нефти автоматическим пробоотборником за  $\rho_{\text{изм}}$  принимают плотность нефти объединенной пробы, измеренную ареометром. При проведении измерений с помощью ареометра на результат измерений вводят поправку согласно свидетельству о метрологической аттестации методики измерений плотности.



Поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПП, вычисляют по формуле

$$CTL_p = \exp\{-\beta_{15} \cdot (t_p - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (t_p - 15)]\}, \quad (6)$$

где

- $t_p$  – температура нефти при измерении плотности в блоке измерений показателей качества нефти (БИК) или в лаборатории, °С;  
 $\beta_{15}$  – коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °С, 1/°С, вычисляемый по формуле (8).

Поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПП, вычисляют по формуле

$$CPL_p = \frac{1}{1 - \gamma_{t_p} \cdot P_p}, \quad (7)$$

где

- $P_p$  – избыточное давление нефти в ПП, МПа, при измерении плотности в лаборатории избыточное давление принимают равным нулю;  
 $\gamma_{t_p}$  – коэффициент сжимаемости нефти при температуре нефти в ПП, 1/МПа, вычисляют по формуле (9).

Коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °С, 1/°С, вычисляют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2} \quad (8)$$

Коэффициент сжимаемости нефти при температуре нефти в ПП, 1/МПа, вычисляют по формуле

$$\gamma_{t_p} = 10^{-3} \cdot \exp \left[ -1,62080 + 0,00021592 \cdot t_p + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209,2 \cdot t_p}{\rho_{15}^2} \right] \quad (9)$$

Значение плотности  $\rho_{15}$  находят методом последовательных приближений, используя итерационный метод «прямых подстановок», следующим образом:

а) измеренное значение плотности  $\rho_{изм}$  подставляют в формулы (8) и (9) вместо  $\rho_{15}$ , и вычисляют в первом приближении значения  $\beta_{15}$  и  $\gamma_{t_p}$ , соответственно;

б) вычисленное в первом приближении значение  $\beta_{15}$  подставляют в формулу (6) и определяют значение  $CTL_p$  в первом приближении;

в) вычисленное в первом приближении значение  $\gamma_{t_p}$  подставляют в формулу (7) и определяют значение  $CPL_p$  в первом приближении;

г) измеренное значение плотности  $\rho_{изм}$  и вычисленные в первом приближении значения  $CTL_p$ ,  $CPL_p$  подставляют в формулу (5) и определяют значение  $\rho_{15}$  в первом приближении;

д) значение  $\rho_{15}$ , вычисленное в первом приближении, подставляют в формулы (8) и (9) и вычисляют во втором приближении значения  $\beta_{15}$  и  $\gamma_{t_p}$ , соответственно;

е) вычисленное во втором приближении значение  $\beta_{15}$  подставляют в формулу (6) и определяют значение  $CTL_p$  во втором приближении;

ж) вычисленное во втором приближении значение  $\gamma_{t_p}$  подставляют в формулу (7) и определяют значение  $CPL_p$  во втором приближении;

и) измеренное значение плотности  $\rho_{изм}$  и вычисленные во втором приближении значения  $CTL_p$ ,  $CPL_p$  подставляют в формулу (5) и определяют значение  $\rho_{15}$  во втором приближении и так далее.



Расчет плотности  $\rho_{15}$  продолжают до тех пор, пока значение  $\rho_{15}$  не перестанет изменяться более чем на  $0,01 \text{ кг/м}^3$ . За результат определения плотности  $\rho_{15}$  принимается значение, полученное в последнем приближении.

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

10.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти СИКН,  $\delta M_H$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left[1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right]^2}}, \quad (10)$$

где

$\delta M$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %. Вычисляют в соответствии с п. 10.1;

$\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляемая по формуле (11);

$\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляемая по формуле (12);

$\Delta W_{ХС}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле (13);

$W_B$  – массовая доля воды в нефти, %. Определяют в соответствии с п. 10.2.1;

$W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %. Определяют в соответствии с п. 10.2.1;

$W_{ХС}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %. Определяют в соответствии с п. 10.2.1.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти,  $\Delta W_B$ , %, при измерении в лаборатории по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (11)$$

где

$R_B$  и  $r_B$  – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477, %.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей,  $\Delta W_{МП}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (12)$$

где

$R_{МП}$  и  $r_{МП}$  – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей в соответствии с ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %.

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

$$\Delta W_{ХС} = \pm \frac{\sqrt{R_{ХС}^2 - r_{ХС}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (13)$$

где

$R_{\text{ХС}}$  и  $r_{\text{ХС}}$  – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли хлористых солей, %.

Значение сходимости (повторяемости)  $r_{\text{ХС}}$ , выраженное по ГОСТ 21534-2021 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» в  $\text{мг/дм}^3$ , переводят в массовые доли по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{ХС}}}, \quad (14)$$

где

$r_{\text{ХС}}$  – сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534,  $\text{мг/дм}^3$ ;

$\rho_{\text{ХС}}$  – плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей по Р 50.2.076 или ГОСТ Р 8.1008-2022 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Метод расчета. Порядок и таблицы приведения»,  $\text{кг/м}^3$ .

Значение воспроизводимости  $R_{\text{ХС}}$ , выраженное по ГОСТ 21534 в  $\text{мг/дм}^3$ , переводят в массовые доли по формуле

$$R = \frac{0,1 \cdot R_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{ХС}}}, \quad (15)$$

где

$R_{\text{ХС}}$  – воспроизводимость метода по ГОСТ 21534,  $\text{мг/дм}^3$ .

10.2.1 Массовую долю воды  $W_{\text{В}}$ , %, по формуле

$$W_{\text{В}} = \frac{\varphi_{\text{В}} \cdot \rho_{\text{В}}}{\rho_{\text{МВ}}}, \quad (16)$$

где

$\varphi_{\text{В}}$  – объемная доля воды, %, измеренная поточным влагомером (ПВ);

$\rho_{\text{МВ}}$  – плотность нефти, приведенная к условиям измерений объемной доли воды по Р 50.2.076 или ГОСТ Р 8.1008,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho_{\text{В}}$  – плотность дистиллированной воды,  $\text{кг/м}^3$ , принимают равной  $1000 \text{ кг/м}^3$ .

В случае отказа ПВ, массовую долю воды в нефти определяют в лаборатории по ГОСТ 2477.

Массовую долю механических примесей в нефти  $W_{\text{МП}}$ , %, определяют в лаборатории по ГОСТ 6370 в накопительной пробе нефти.

Массовую долю хлористых солей в нефти  $W_{\text{ХС}}$ , %, вычисляют по формуле

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{ХС}}}, \quad (17)$$

где

$\varphi_{\text{ХС}}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти,  $\text{мг/дм}^3$ , определяемая в лаборатории по ГОСТ 21534;

$\rho_{\text{ХС}}$  – плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей по Р 50.2.076 или ГОСТ Р 8.1008,  $\text{кг/м}^3$ .

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

При получении положительных результатов по п. 10 СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа.



## **11 Оформление результатов поверки**

11.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А. Допускается оформлять протокол поверки СИКН в измененном виде.

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

При положительных результатах поверки по заявлению владельца 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.

11.3 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.

Приложение А  
(рекомендуемое)

**ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_**

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти №225

ПСП «Калейкино» ПАО «Татнефть»

номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений \_\_\_\_\_

Диапазон измерений при поверке, т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ): \_\_\_\_\_

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, %, не более \_\_\_\_\_

- массы нетто нефти, %, не более \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Принадлежит: \_\_\_\_\_ ИНН: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Условия проведения поверки: \_\_\_\_\_

**Результаты поверки:**

1. Внешний осмотр (п.6 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

2. Подготовка к поверке и опробование (п. 7 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

3. Подтверждение соответствия ПО (п. 8 МП)\*

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО устройства 7955\*

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО программного комплекса «CROPOS» АРМ оператора\*

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Таблица А.3 - Идентификационные данные ПО комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-07\*

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		



Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		
--	--	--

Таблица А.4 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора с комплексом программного обеспечения «ФОРВАРД 7»\*

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

\*Таблица заполняется и отображается в протоколе поверки СИКН при применении соответствующих устройств и комплексов.

#### 4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 9 МП)

Таблица А.5 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН

Средство измерений	Регистрационный №	Заводской номер**	Наличие сведений о поверке в ФИФОЕИ (Да/Нет)

\*\*Допускается замена СИ на аналогичное СИ утвержденного типа из перечня СИ в описании СИКН без переоформления настоящего протокола поверки СИКН и с предоставлением сведений о положительных результатах поверки замененного СИ.

#### 5 Определение МХ СИКН (п. 10 МП)

5.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (п. 10.2 МП)

5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (п. 10.3 МП)

**Заключение:** система измерений количества и показателей качества нефти №225 ПСП «Калейкино» ПАО «Татнефть» признана \_\_\_\_\_ к дальнейшей эксплуатации  
пригодной/не пригодной

Должность лица,  
проводившего поверку:

\_\_\_\_\_

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата поверки: «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.