

СОГЛАСОВАНО

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



М.В. Крайнов

« 05 » 07 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений  
Система измерений количества и показателей качества нефти  
№733 ПСП «Козьмино»  
Методика поверки  
НА.ГНМЦ.0413-22 МП

Казань  
2022

**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 №733 ПСП «Козьино» (далее - СИКН) и устанавливает методику её первичной и периодической поверки.

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

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

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

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

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

Т а б л и ц а 1

Диапазон измерений объемного расхода, м <sup>3</sup> /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	
	брутто нефти	нетто нефти
от 385 до 14000	±0,25	±0,35

П р и м е ч а н и я:

1. Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.
2. Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появляется необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

## 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	Номер раздела методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	9	Да	Да
Оформление результатов поверки	10	Да	Да

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

### 3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверка СИКН проводится в условиях эксплуатации.

3.2 При проведении поверки характеристики измеряемой среды и условия эксплуатации должны соответствовать описанию типа СИКН.

3.3 Также при проведении поверки СИКН соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

3.4 Условия определения МХ измерительных каналов (ИК) силы тока, частоты и количества импульсов:

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 18 до плюс 28;
- относительная влажность воздуха, % от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106.

### 4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Метрологические и технические требования к средствам поверки приведены в таблице 3

Т а б л и ц а 3

Наименование пункта методики поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 9.5	рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256	установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, регистрационный № 37248-08
п. 9.2	рабочий эталон 2 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений силы постоянного электрического тока, утвержденной приказом Росстандарта от 1.10.2018г. № 2091 в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А, с относительной погрешностью $1,6 \cdot 10^{-2} \div 2 \cdot 10^{-3}$ , с допускаемой относительной погрешностью от $1 \cdot 10^{-4}$ до $2 \cdot 10^{-2}$	калибратор давления DPI, регистрационный № 16347-09
п.п. 9.3 и 9.4	рабочий эталон 4 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерения времени и частоты, утвержденной приказом Росстандарта от 31.07.2018г. № 1621	генератор сигналов специальной формы АКИП-3409/2А, регистрационный № 75788-19

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик (МХ) поверяемых СИ с требуемой точностью.

## **5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки**

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.

## **6. Внешний осмотр средства измерений**

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

- комплектность СИКН должна соответствовать эксплуатационной документации;

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

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

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

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

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

7.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора, 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), отсутствуют сообщения об ошибках работы СИКН, если на дисплее контроллера отображается количество импульсов.

## **8 Проверка программного обеспечения средства измерений**

8.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллера FloBoss S600+.

Проверка идентификационных данных ПО контроллера FloBoss S600+ проводится по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для четырех контроллеров (две рабочих и две резервных):

1 Из основного меню выбрать пункт:

5\* SYSTEM SETTINGS

2 В открывшемся меню выбрать пункт:

7\* SOFTWARE VERSION

3 Нажимать стрелку «▶» на навигационной клавише до появления страницы данных:

VERSION CONTROL  
FILE CSUM

4 Считать цифровой идентификатор ПО (SW).

5 Нажимать стрелку «▶» на навигационной клавише до появления страницы данных:

VERSION CONTROL  
APPLICATION SW

6 Считать цифровой идентификатор ПО (идентификационный номер).

7 Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

8.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированных рабочих местах оператора (далее по тексту – АРМ оператора).

Для проверки идентификационных данных (признаков) ПК «Сгорос» необходимо выполнить следующие действия:

1) в основном меню нажать кнопку «Настройки»;

2) в выпавшем подменю нажать кнопку «Настройка системы»;

3) в нижней правой части открывшегося окна нажать кнопку «Проверить»;

4) в открывшемся окне нажать кнопку «Обновить»;

5) занести информацию в соответствующие разделы протокола с дисплея АРМ оператора, отображающего идентификационную форму ПК «Сгорос», содержащая наименование, номер текущей версии и контрольную сумму метрологически значимой части ПК «Сгорос».

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1 и п. 6.2.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

## **9 Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям**

9.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений с действующим сроком поверки у проверяемых СИ. В случае отсутствия сведений о поверке на контроллеры измерительные FloBoss S600+ выполняют операции по п.п. 9.2 – 9.4 настоящей методики поверки соответственно.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.3 протокола поверки (Приложение А).

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

#### 9.2 Определение МХ ИК силы тока

Чтобы определить МХ, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для четырех контроллеров FloBoss S600+ (две рабочих и две резервных), переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее в следующей последовательности:

1 Из основного меню выбирают пункт:

4\* PLANT I/O

2 В открывшемся меню выбирают пункт:

1\* ANALOG INPUTS

3 Далее выбирают пункт с требуемым номером измерительного канала, например:

1. ADC 05 - ADC05

4 Нажимают стрелку «▶» на навигационной клавише до появления страницы данных индикации измеренного значения.

На входе измерительного канала силы постоянного тока при помощи эталона задают значение входного сигнала силы постоянного тока  $I_{зад}$ , соответствующего проверяемой точке диапазона измерений, и считывают значение входного сигнала с дисплея контроллера  $I_{изм}$ . Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона измерений, включая крайние точки диапазона.

Операции повторяют для остальных измерительных каналов (для возврата в предыдущий пункт меню нажимают клавишу «Menu», для уменьшения или увеличения номера измерительного канала нажимают соответственно стрелки «▲» и «▼» на навигационной клавише).

Погрешность, приведенную к диапазону измерений  $L$ ,  $\gamma$ , %, вычисляют по формуле

$$\gamma = \frac{I_{зад} - I_{изм}}{L} \cdot 100. \quad (1)$$

Результаты определения МХ считаются положительными, если погрешность при измерении силы постоянного тока не превышает  $\pm 0,04$  %.

#### 9.3 Определение МХ ИК частоты

Чтобы определить МХ, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для четырех контроллеров FloBoss S600+ (две рабочих и две резервных), переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее в следующей последовательности:

1 Из основного меню выбирают пункт:

4\* PLANT I/O

2 В открывшемся меню выбирают пункт:

4\* FREQUENCY INPUTS

3 Далее выбирают пункт с требуемым номером измерительного канала, например:

1. FREQ 01 - FRQ01

4 Нажимают стрелку «▶» на навигационной клавише до появления страницы данных индикации измеренного значения.

На вход измерительного канала частоты при помощи эталона задают значения выходного сигнала частоты  $f_{зад}$ , соответствующего проверяемой точке диапазона измерений, и считывают значение выходного сигнала с

дисплея контроллера  $f_{изм}$ . Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона измерений, включая крайние точки диапазона.

Операции повторяют для остальных измерительных каналов (для возврата в предыдущий пункт меню нажимают клавишу «Menu», для уменьшения или увеличения номера измерительного канала нажимают соответственно стрелки «▲» и «▼» на навигационной клавише).

Относительную погрешность измерения частоты  $\delta_f$ , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_f = \frac{f_{зад} - f_{изм}}{f_{зад}} \cdot 100. \quad (2)$$

Результаты определения МХ считаются положительными, если рассчитанная погрешность при измерении не превышает  $\pm 0,001$  %.

#### 9.4 Определение МХ ИК количества импульсов

Чтобы определить МХ, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для четырех контроллеров FloBoss S600+ (две рабочих и две резервных), переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее в следующей последовательности:

1 Из основного меню выбирают пункт:

4\* PLANT I/O

2 В открывшемся меню выбирают пункт:

4\* PULSE INPUTS

3 Далее выбирают пункт с требуемым номером измерительного канала, например:

1. PIP 01 - PIP01

4 Нажимают стрелку «▶» на навигационной клавише до появления страницы данных индикации измеренного значения.

Операции повторяют для остальных измерительных каналов (для возврата в предыдущий пункт меню нажимают клавишу «Menu», для уменьшения или увеличения номера измерительного канала нажимают соответственно стрелки «▲» и «▼» на навигационной клавише).

На вход измерительного канала счета импульсов при помощи эталона задают пачку импульсов  $N_{зад}$  не менее 10000 импульсов при частоте соответствующей рабочей частоте контроллера. Проверку проводят для трех частот: 15, 5000 и 10000 Гц. Считывают значение измеренного количества импульсов с дисплея контроллера  $N_{изм}$ .

Рассчитывают абсолютную погрешность измерения количества импульсов по формуле:

$$\Delta_N = N_{изм} - N_{зад}. \quad (3)$$

Результаты определения МХ считаются положительными, если рассчитанная погрешность при измерении количества импульсов не превышает  $\pm 1$  на 10000 импульсов.

9.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН,  $\delta M_{бр}$ , %, вычисляют по формуле

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

где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема нефти, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений объема ПР всех измерительных линий (по



свидетельствам о поверке ПР);

- $\delta\rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- $\Delta t\rho$  - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных в блоке измерений показателей качества нефти СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);
- $\Delta t_v$  - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных на измерительных линиях СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);
- $\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 3 настоящей методики поверки;
- $\delta N$  - относительная погрешность ИВК, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности ИВК (по п.9.2 данной методики);
- $G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_p} \quad (5)$$

- где  $t_v$  - температура нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальной температуре нефти в измерительных линиях, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки;
- $t_p$  - температура нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной температуре нефти в блоке измерений показателей качества нефти, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки.

Относительную погрешность измерений плотности нефти  $\delta\rho$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho \cdot 100}{\rho} \quad (6)$$

- где  $\Delta\rho$  - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений плотности ПП рабочего или резервного (по свидетельствам о поверке ПП);
- $\rho$  - плотность нефти, отображаемая на АРМ оператора в момент проведения поверки; кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 3 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С
830,0-839,9	0,00086	870,0-879,9	0,00076
840,0-849,9	0,00084	880,0-889,9	0,00074
850,0-859,9	0,00081	890,0-899,9	0,00072
860,0-869,9	0,00079		

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

## 9.6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left[1 - \frac{W_{МВ} + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right]^2}} \quad (7)$$

- где  $\delta M_{бр}$  - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
- $\Delta W_{МВ}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (9), %;
- $\Delta W_{МП}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (9), %;
- $\Delta W_{ХС}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (9), %;
- $W_{МВ}$  - массовая доля воды в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $W_{МП}$  - массовая доля механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $W_{ХС}$  - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_{ХС}}, \quad (8)$$

- где  $\varphi_{ХС}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $\rho_{ХС}$  - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютную погрешность измерений массовых долей воды, механических примесей, и хлористых солей в нефти в лаборатории ( $\Delta$ , %) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

где  $R, r$  – воспроизводимость и повторяемость (сходимость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 21534-76, ГОСТ 6370-83, %.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости)  $r$ , %. Значение сходимости (повторяемости)  $r_{ХС}$ , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{ХС}}{\rho_{ХС}}, \quad (10)$$

- где  $r_{ХС}$  – сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>;
- $\rho_{ХС}$  – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации

хлористых солей, кг/м<sup>3</sup>.

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

## **10 Оформление результатов поверки**

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

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

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

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

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

**Приложение А  
(рекомендуемое)  
Форма протокола поверки СИКН**

Протокол № \_\_\_\_\_  
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти №733  
ПСП «Козьмино»  
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства  
измерений \_\_\_\_\_

Диапазон измерений: \_\_\_\_\_  
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти в диапазоне измерений, не более, %: \_\_\_\_\_  
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне измерений, не более, %: \_\_\_\_\_  
Заводской номер: \_\_\_\_\_  
Принадлежит: \_\_\_\_\_  
Место проведения поверки: \_\_\_\_\_  
Поверка выполнена с применением эталонов: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ регистрационный № \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Условия проведения поверки СИКН:

Температура окружающей среды: \_\_\_\_\_

Атмосферное давление: \_\_\_\_\_

Относительная влажность: \_\_\_\_\_

**Результаты поверки:**

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

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

3. Проверка программного обеспечения средства измерений (раздел 8 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

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

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО контроллеров

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

4. Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН (п. 9.1 МП)  
 Таблица А.3 – Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН:

Наименование СИ	Заводской номер	Сведения о поверке (номер свидетельства (при наличии), дата поверки)

5. Определение МХ ИК силы тока (п. 9.2 МП)

Аналоговый вход \_\_\_\_\_

№ п/п	X, мА	Y, мА	γ, %
1	4,000		
2	8,000		
3	12,000		
4	16,000		
5	20,000		

6. Определение МХ ИК частоты (п. 9.3 МП)

Частотный вход \_\_\_\_\_

№ п/п	X, мА	Y, мА	Δ <sub>f</sub> , Гц
1	4,000		
2	8,000		
3	12,000		
4	16,000		
5	20,000		

7. Определение МХ ИК количества импульсов (п. 9.4 МП)

Импульсный \_\_\_\_\_

№ п/п	Частота, Гц	Заданное, имп.	Действ., имп.	Δ <sub>N</sub> , имп.
1	50,000	10000		
	5000,000	10000		
	10000,000	10000		

8. Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти (п. 9.5 МП)

9. Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти (п. 9.6 МП)

**Заключение:** система измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино» признана \_\_\_\_\_ к дальнейшей эксплуатации  
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего

поверку:

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

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