

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.В. Крайнов

2021 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 3

ПСП «Ярославль»

ООО «Транснефть - Балтика»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0497-20 МП

с изменением №1

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Гордеев Е.Ю.,

Гаязов Ф.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 3 ООО «Транснефть - Балтика» (далее - СИКН) и устанавливает методику её первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

Примечание: Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН. Если очередной срок поверки средств измерений (далее - 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.

1 Операции поверки

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик (МХ):			
- определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН	6.4.1	Да	Да
- определение МХ измерительных каналов (ИК) силы тока	6.4.2	Да	Да
- определение МХ ИК частоты	6.4.3	Да	Да
- определение МХ ИК количества импульсов	6.4.4	Да	Да
- определение МХ ИК вычисления расхода, объема, массы нефти	6.4.5	Да	Да
- определение пределов допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти	6.4.6	Да	Да
- определение пределов допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти	6.4.7	Да	Да

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

2 Средства поверки

2.1 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.

2.2 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 $1,6 \cdot 10^{-2} + 2 \cdot 10^{-3}$.

2.3 Рабочий эталон 4 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерения времени и частоты, утвержденной приказом Росстандарта от 31.07.2018г. № 1621.

2.4 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

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.

Раздел 3 (Измененная редакция, Изм. №1)

4 Условия поверки

4.1 Поверка СИКН проводится в условиях эксплуатации.

4.2 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (далее - НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

4.3 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	5 (3 рабочих, 2 резервных)
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,2 до 1,6
Режим работы СИКН	Непрерывный

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Режим управления: - запорной арматурой блока измерительных линий - регуляторами расхода	автоматизированный / ручной автоматический / ручной
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 трёхфазное 220±22 однофазное 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858- 2002 «Нефть. Общие технические условия»
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – вязкость кинематическая, мм ² /с – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ – давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа, (мм рт. ст.) – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более – содержание свободного газа	от 850 до 950 от 9 до 100 от +1 до +40 1,0 0,05 300 66,7 (500) 100 5,0 100 не допускается

4.4 Условия определения МХ ИК силы тока, частоты, количества импульсов, вычисления расхода, объема и массы:

- | | |
|---------------------------------------|--------------|
| - температура окружающего воздуха, °С | от 18 до 28 |
| - относительная влажность воздуха, % | от 30 до 80 |
| - атмосферное давление, к Па | от 84 до 106 |

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

6 Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр

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 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллера FloBoss S600+ (далее – ИВК).

Проверка идентификационных данных ПО ИВК проводится по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для двух ИВК (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.

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

Для проверки идентификационных данных (признаков) ПК «Сропос» 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 «Сропос», содержащая наименование, номер текущей версии и контрольную сумму метрологически значимой части ПК «Сропос».

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1, 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.

6.3 Опробование

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).

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

Пункт 6.3 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.4 Определение МХ СИКН.

6.4.1 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. 6.4.2 – 6.4.5 настоящей методики поверки соответственно.

Пункт 6.4.1 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.4.2 Определение МХ ИК силы тока

Переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее ИВК 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 $I_{\text{зад}}$, соответствующего проверяемой точке диапазона измерений, и считывают значение входного сигнала с дисплея ИВК $I_{\text{изм}}$. 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 , γ , %, вычисляют по формуле

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

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

6.4.3 Определение МХ ИК частоты

Переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее ИВК 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 $f_{\text{зад}}$, соответствующего проверяемой

точке диапазона измерений, и считывают значение выходного сигнала с дисплея ИВК $f_{изм}$. 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).

Абсолютную погрешность измерения частоты Δ_f , Гц, вычисляют по формуле:

$$\Delta_f = f_{изм} - f_{зад}, \quad (2)$$

Результаты определения МХ считаются положительными, если рассчитанная погрешность при измерении не превышает $\pm 0,1$ Гц.

6.4.4 Определение МХ ИК количества импульсов

Переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее ИВК 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 ИВК. Проверку проводят для трех частот: 15, 5000 и 10000 Гц. Считывают значение измеренного количества импульсов с дисплея ИВК $N_{изм}$.

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 ± 1 на 10000 импульсов.

6.4.5 Определение МХ ИК вычисления расхода, объёма, массы нефти.

6.4.5.1 При подготовке к поверке ИВК для определения массы нефти в память ИВК вводят следующие параметры:

- значения коэффициентов преобразования ПР;
- значения коэффициентов преобразования плотности, взятые из сертификатов на преобразователи плотности;
- диапазоны измерений преобразователей температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа) и влагосодержания (% об.);
- плотность воды, содержащейся в нефти ($\text{кг}/\text{м}^3$).

6.4.5.2 Для имитации сигналов преобразователя плотности вводят значение плотности с клавиатуры ИВК.

На источнике сигналов устанавливают частоту следования импульсов 5000 Гц, количество импульсов не менее 50000.

6.4.5.3 Относительную погрешность ИВК $\delta_{МБ}$ при вычислении массы брутто нефти определяют в процентах по формуле

$$\delta_{МБ} = \frac{M_{БВ} - M_{БР}}{M_{БР}} \cdot 100, \quad (4)$$

где $M_{БВ}$ - значение массы брутто по показаниям ИВК, т;

$M_{БР}$ - расчетное значение массы брутто, т.

Расчетное значение массы брутто вычисляют по формуле

$$M_{БР} = V_c \cdot \rho_c \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

где ρ_c - значение плотности, приведенное к стандартным условиям при температуре 15 °С, кг/м³;

V_c - объем нефти, приведенный к стандартным условиям при температуре 15 °С, м³, вычисляемый по формуле

$$V_c = \frac{V_{изм} \cdot C_{ПР}}{1 - \beta \cdot P_{ПР}}, \quad (6)$$

где β - коэффициент сжимаемости нефти;

$P_{ПР}$ - давление нефти в ПР, МПа.

$V_{изм}$ - объем нефти измеренный ПР, м³.

$C_{ПР}$ - коэффициент коррекции объема нефти по температуре в ПР, вычисляемый по формуле

$$C_{ПР} = \exp(-\alpha \cdot (t_{ПР} - 15) \cdot (1 + [0,8 \cdot \alpha \cdot (t_{ПР} - 15)])), \quad (7)$$

где α - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;

$t_{ПР}$ - температура в ПР, °С;

Значение плотности, приведенное к стандартным условиям при температуре 15 °С, кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_c = \rho_{изм} \cdot \frac{1 - \beta \cdot P_{ПП}}{C_{ПП}}, \quad (8)$$

где $\rho_{изм}$ - плотность нефти, измеренная поточным плотномером, кг/м³;

$P_{ПР}$ - давление нефти в поточном плотномере, МПа.

$C_{ПП}$ - коэффициент коррекции объема нефти по температуре в поточном плотномере, вычисляемый по формуле

$$C_{ПП} = \exp(-\alpha \cdot (t_{ПП} - 15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha \cdot (t_{ПП} - 15))), \quad (9)$$

где α - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;

$t_{ПП}$ - температура в поточном плотномере, °С;

Коэффициент объемного расширения нефти определяют по формуле

$$\alpha = \frac{613,9723}{(\rho_c)^2}, \quad (10)$$

Коэффициент сжимаемости нефти определяют по формуле

$$\beta = \exp \left(-1,62080 + 2,1592 \cdot t_{\text{ПР}} \cdot 10^{-4} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{(\rho_c)^2} + \frac{4,2092 \cdot t_{\text{ПР}}}{(\rho_c)^2} \right) \cdot 10^{-3}, \quad (11)$$

Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность $\delta_{\text{МБ}}$ не превышает $\pm 0,01$ %.

6.4.6 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти при приведении результатов измерений объема и плотности нефти к стандартным условиям $\delta_{\text{Мбр}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{Мбр}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta'^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_p^2) + \beta'^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta N^2} \quad (12)$$

- где δV - 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, %;
- Δt_p - 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);
- Δt_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);
- β' - коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$, значения которого приведены в таблице 4 настоящей программы испытаний;
- δN - относительная погрешность ИВК, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности ИВК (по п.4.5.1 данной программы испытаний);
- G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta' \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \beta' \cdot t_p}, \quad (13)$$

- 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

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho \cdot 100}{\rho}, \quad (14)$$

- где $\Delta\rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений плотности ПП рабочего или резервного (по свидетельствам о поверке ПП);
- ρ - плотность нефти, отображаемая на АРМ оператора в момент проведения поверки; кг/м³.

Таблица 4 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β' , 1/°C
850,0-859,9	0,00081
860,0-869,9	0,00079
870,0-879,9	0,00076
880,0-889,9	0,00074
890,0-899,9	0,00072
900,0-909,9	0,00070
910,0-919,9	0,00067
920,0-929,9	0,00065
930,0-939,9	0,00063
940,0-949,9	0,00061
950,0-959,9	0,00059

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

6.4.7 Определение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left[1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}} \quad (15)$$

- 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 (17), %;
- $\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (17), %;
- ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (17), %;
- $W_{мв}$ - 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_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\Phi_{xc}}{\rho_{xc}}, \quad (16)$$

где $\varphi_{\text{хс}}$ - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

$\rho_{\text{хс}}$ - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (17)$$

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) $r_{\text{хс}}$, выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хс}}}{\rho_{\text{хс}}}, \quad (18)$$

где $r_{\text{хс}}$ – сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;

$\rho_{\text{хс}}$ – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

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

7 Оформление результатов поверки

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

7.2 Сведения о результатах поверки направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

7.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца системы оформляется свидетельство о поверке. На свидетельство о поверке системы наносится знак поверки.

7.4 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Раздел 7 (Измененная редакция, Изм. №1)

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКН

Протокол № _____
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 3
ПСП «Ярославль»
ООО «Транснефть - Балтика»
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 (п.6.1 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия ПО СИКН (п.6.2 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 ИВК

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		

3. Опробование (п. 6.3 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

4. Определение МХ (п. 6.4 МП)

4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН (п. 6.4.1 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)

4.2 Определение МХ ИК силы тока (п. 6.4.2 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		

...

4.3 Определение МХ ИК частоты (п. 6.4.3 МП)

Частотный вход _____

№ п/п	f _{зад} , Гц	f _{изм} , Гц	Δf, Гц
1	100,00		
2	2500,00		
3	5000,00		
4	7002,80		
5	10000,00		

...

4.4 Определение МХ ИК количества импульсов (п. 6.4.4 МП)

Импульсный _____

№ п/п	Частота, Гц	Заданное, имп.	Действ., имп.	Δ _N , имп.
1	50,000	10000		
	5000,000	10000		
	10000,000	10000		

...

4.5 Определение МХ ИК вычисления расхода, объёма, массы нефти (п.6.4.5)

Измерительная линия № _____

№ п/п	F _i , Гц	N _i , имп	K, имп/м ³	ρ, кг/м ³	M _{БР} , кг	M _{БВ} , кг	δ _{мб} , %
1							
2							
3							

...

4.6 Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти (п. 6.4.6 МП).

4.7 Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти (п. 6.4.7 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика» признана _____
к дальнейшей эксплуатации годной/не годной

Должность лица проводившего

поверку:

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.