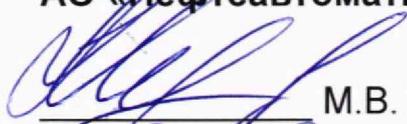


**СОГЛАСОВАНО**

**Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»**



  
М.В. Крайнов  
«07» 04 2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений  
Система измерений количества и параметров нефти сырой  
на ПНС с УПСВ Майского месторождения ООО «РН – Юганскнефтегаз»  
Методика поверки  
НА.ГНМЦ.0643-23 МП

Казань  
2023

**РАЗРАБОТАНА**

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

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Стеряков О.В.

## 1 Общие положения

1.1 Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ПНС с УПСВ Майского месторождения ООО «РН – Юганскнефтегаз» (далее по тексту – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2 Метрологические характеристики СИКНС подтверждаются расчетным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

1.3 При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019. Для единиц величин, у которых не проводится экспериментальное определение метрологических характеристик, прослеживаемость подтверждается сведениями о положительных результатах поверки средств измерений этих величин из состава СИКНС, содержащихся в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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

Т а б л и ц а 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода: - в режиме УПСВ, т/ч - в режиме ДНС, т/ч	от 85,99 до 134,50 от 85,99 до 521,92
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при определении массовой доли воды в нефти с помощью влагомера поточного в диапазоне массовой доли воды, % - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 96 % включ.	±0,35 ±0,40 ±1,50 ±2,50 ±5,00 ±15,00 ±55,00
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при определении массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014 в диапазоне массовой доли воды, % - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ.	±0,60 ±1,00 ±2,50 ±10,00 ±20,00 ±50,00

Наименование характеристики	Значение
Примечание - при массовой доли воды в нефти от 0 % до 10 % применяется влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (в режиме установки предварительного сброса воды (УПСВ)); при массовой доли воды в нефти от 10 % до 96 % применяется влагомер поточный ВСН-АТ (в режиме дожимной насосной станции (ДНС))	

1.5 Поверку СИКНС проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКНС, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений, но не более указанного в описании типа, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, с указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКНС. Поверку в фактически обеспечиваемом диапазоне проводят на основании письменного заявления владельца СИКНС или лица, представившего его на поверку, оформленного в произвольной форме.

## 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 – Операции поверки СИКНС

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия метрологическим требованиям	Да	Да	9

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

## 3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки характеристики измеряемой среды должны соответствовать описанию типа СИКНС.

#### **4 Метрологические и технические требования к средствам поверки**

4.1 Средства поверки не применяются. Реализован расчетный метод определения метрологических характеристик - метрологические характеристики СИКНС определяются по нормированным метрологическим характеристикам применяемых компонентов СИКНС утвержденного типа, при соблюдении условия, что обо всех СИ, входящих в состав СИКНС есть сведения о поверке в Федеральном информационном фонде 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:

– 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.

5.2 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

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

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

- комплектность СИКНС должна соответствовать технической документации;

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

- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и соответствующими технической 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), либо в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС.

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

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

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

7.3 Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или суточный) формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКНС.

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

8.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее по тексту – контроллер) (основного и резервного).

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

Чтобы определить идентификационные данные ПО контроллеров необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбрать на дисплее пункт меню №5 «SYSTEM SETTINGS», далее №7 «SOFTWARE VERSION». В открывшемся меню необходимо найти страницы со следующими заголовками:

- APPLICATION SW (Номер версии (идентификационный номер) ПО);
- FILE CSUM (Цифровой идентификатор ПО).

8.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора на базе ПК «CROPOS» (далее по тексту – АРМ оператора) (основного и резервного).

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКНС АРМ оператора выбрать меню «Настройка». На открывшейся странице в правой нижней части экрана отобразится номер версии (идентификационный номер) ПО АРМ оператора.

Для проверки идентификационного наименования ПО и цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «ПРОВЕРИТЬ CRC32». В открывшемся окне «GetCRC32» отобразятся идентификационное наименование и цифровой идентификатор ПО АРМ оператора.

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 ПО, 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 метрологическим требованиям

### 9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКНС, наличие у проверяемых СИ действующих сведений о поверке (с положительным результатом) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ).

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

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

### 9.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Относительную погрешность измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси (далее по тексту – нефти)  $\delta M_c$ , %, при прямом методе динамических измерений, принимают равной максимальному значению относительной погрешности преобразователя расхода (ПР).

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

Значения относительной погрешности измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси не должны превышать  $\pm 0,25$  %.

### 9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси  $\delta M_n$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_c^2 + \frac{(\Delta W_b)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_b + W_n + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где  $\delta M_c$  – предел относительной погрешности измерений массы нефти, %, принимают равным пределу допускаемой относительной погрешности ПР, %;

$\Delta W_b$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, вычисляемая по формуле (3) или (4), или по ГОСТ 2477-2014, в случае выхода из строя поточных влагомеров;

$\Delta W_n$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляемая по формуле (5);

$\Delta W_{xc}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляемая по формуле (5);

$W_b$  – верхний предел измерений массовой доли воды в нефти, %;

$W_{мп}$  – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (2)$$

где  $\varphi_{xc}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, определенная в испытательной лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho$  – плотность нефти при условиях измерений, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти,  $\Delta W_B$ , при применении влагомера нефти поточного УДВН-1пм2, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho}, \quad (3)$$

где  $\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомера нефти поточного УДВН-1пм2, %;

$\rho_B$  – плотность дистиллированной воды, кг/м<sup>3</sup>, принимают равной 1000 кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в сырой нефти,  $\Delta W_B$ , при применении влагомера поточного ВСН-АТ, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_{пв} \cdot (1-K)}{\rho}, \quad (4)$$

где  $\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомера поточного ВСН-АТ, %;

$\rho_{пв}$  – плотность пластовой воды, кг/м<sup>3</sup>;

$K$  – коэффициент содержания солей в пластовой воде, в массовых долях, определяют по плотности пластовой воды по таблице 3.

Т а б л и ц а 3 - Значения коэффициента ( $K$ ) содержания солей в пластовой воде

Плотность пластовой воды $\rho_{пв}$ , кг/м <sup>3</sup> (при 20°C)	Коэффициент содержания солей $K$ , массовые доли
1005	0,01
1010	0,0146

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерениях соответствующего параметра нефти абсолютную погрешность измерений  $\Delta$ , %, в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей вычисляют по формуле

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

где  $R, r$  – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего параметра сырой нефти, % массовых долей.

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

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho_n}, \quad (6)$$

где  $r_{xc}$  – сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм<sup>3</sup>.

$\rho_n$  – плотность сырой нефти при условиях измерений массовой доли хлористых солей, кг/м<sup>3</sup>.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %, не должны превышать:

- при определении массовой доли воды в нефти с помощью влагомера поточного в диапазоне массовой доли воды:

- от 0 % до 5 % включ. ±0,35;
- св. 5 % до 10 % включ. ±0,40;
- св. 10 % до 20 % включ. ±1,50;
- св. 20 % до 50 % включ. ±2,50;

- св. 50 % до 70 % включ.	±5,00;
- св. 70 % до 85 % включ.	±15,00;
- св. 85 % до 96 % включ.	±55,00.
- при определении массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014 в диапазоне массовой доли воды:	
- от 0 % до 5 % включ.	±0,60;
- св. 5 % до 10 % включ.	±1,00;
- св. 10 % до 20 % включ.	±2,50;
- св. 20 % до 50 % включ.	±10,00;
- св. 50 % до 70 % включ.	±20,00;
- св. 70 % до 85 % включ.	±50,00.

Примечание - при массовой доле воды в нефти от 0 % до 10 % применяется влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (в режиме установки предварительного сброса воды (УПСВ)); при массовой доле воды в нефти от 10 % до 96 % применяется влагомер поточный ВСН-АТ (в режиме дожимной насосной станции (ДНС)).

## 10 Оформление результатов поверки

10.1 При положительных результатах поверки СИКНС оформляется свидетельство о поверке. Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

10.2 Сведения о результатах поверки СИКНС 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 проведении поверки СИКНС в фактически обеспечиваемом диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

10.4 Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

10.5 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

10.6 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, 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), либо в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС.

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