

**Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии**  
(Росстандарт)  
**Федеральное бюджетное учреждение**  
**«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в**  
**Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,**  
**Ямало-Ненецком автономном округе»**  
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по метрологии  
ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Р.О. Сулейманов

2016 г.



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ**  
**КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 530**  
**ЦТП «КРАСНОЛЕНИНСКИЙ»**

**Методика поверки**

Тюмень  
2016

Разработана

ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Начальник отдела МОП  
Л.А. Каражова



Инженер по метрологии 2 категории отдела МОП  
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский», заводской номер 530.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

АРМ оператора – автоматизированное рабочее место оператора;

ПО - программное обеспечение;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ - средство измерений;

ТПР – турбинный преобразователь расхода;

ТПУ - установка трубопоршневая поверочная.

## 1 Операции поверки

Операции поверки указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	+	+
Опробование	6.2	+	+
Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	6.3.1	+	+
Определение относительной погрешности массы нетто нефти	6.3.2	+	–

## 2 Средства поверки

2.1 Для поверки турбинных преобразователей расхода на месте эксплуатации применяется трубопоршневая поверочная установка не ниже 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002.

2.2 Средства измерений, входящие в состав СИКН, поверяются в соответствии с действующими на них методиками поверки.

## 3 Требования безопасности

3.1 Организация и производство работ проводится в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

– в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

– в области промышленной безопасности – Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97 г., (с изменениями), «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора №101 от 12.03.2013), руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденным Приказом № 784 от 27 декабря 2012 г., а также другими действующими отраслевыми НД;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г., (с изменениями), постановлением правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 «Правила противопожарного режима в РФ», СНИП 21.01-99 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 от 2002 г., НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»; Федеральным законом № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о тре-

бованиях пожарной безопасности);

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены Приказом Минтруда России от 24.07.2013 №328н); Приказ Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 12.03.2014 г.; Федеральным законом № 89-ФЗ от 24 июня 1998 года «Об отходах производства и потребления» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 Помещение СИКН должно содержаться в чистоте, без следов нефти.

3.3 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрыво- и пожарной опасности по СП 12.13130 помещение блока технологического и помещение блока ТПУ относится к категории А, помещение блока аппаратурного – В4, по классу взрывоопасных зон по ПУЭ/ГОСТ 30852.9 помещение блока технологического и помещение блока ТПУ - к В-1а/класс 2, по категории и группе взрывоопасных смесей при их возможном образовании по ГОСТ Р 30852.11 и ГОСТ Р 30852.5 к ПА - ТЗ.

3.4 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений и размещенные во взрывоопасных зонах, должны иметь сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» или действующее Разрешение Ростехнадзора для применения на опасных производственных объектах.

3.5 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) VII-е издание».

3.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН и инструкции по видам работ.

#### **4 Условия поверки**

4.1 Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям, установленным в методиках поверки на СИ, входящих в состав СИКН.

4.2 Влияние внешних условий, таких как вибрация, тряска, электрические и магнитные поля и др., влияющие на работу средств измерений, должны отсутствовать.

#### **5 Подготовка к поверке**

5.1 Подготовка СИКН к проведению поверки производится в соответствии с требованиями документов:

- Инструкция АО «РН-Няганьнефтегаз» по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский»;
- техническая документация изготовителей средств измерений, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке соблюдают условия, установленные в методиках поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

- демонтаж средств измерений СИКН (при необходимости);
- установка и соединение с эталонными и вспомогательными СИ;
- проверяют заземление средств измерений, работающих под напряжением;
- проверяют герметичность (отсутствие протечек) системы;
- проводят установку нуля, конфигурирование сигналов (при необходимости).

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

### 6.2 Опробование

Опробование проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. При опробовании проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения метрологических характеристик. Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН.

#### 6.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения.

При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие номера версии и идентификационного наименования ПО, указанного в описании типа СИКН.

Для просмотра идентификационных данных ИБК FloBoss S600+ необходимо выбрать меню **SYSTEM SETTING** → **SOFTWARE VERSION** → **CONFIG NAME** (просмотр номера версии) → ... → **CONFIG STRUCTURE** (просмотр цифрового идентификатора ПО).

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора необходимо нажать клавишу с логотипом разработчика на нижней панели (подробнее в п. 2.10.1 23680612.425200.444.ИЗ.1 Техническое перевооружение СИКН №530 ЦТП «Красноленинский» АО «РН-Няганьнефтегаз». Руководство пользователя АРМ оператора СИКН).

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИБК FloBoss S600+	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	ИБК FloBoss S600+	АРМ оператора СИКН
Номер версии (идентификационный номер ПО)	444-fb.v1.0	444.v1.0
Цифровой идентификатор ПО	396f	b32f5ad244014b1ad17c2b57700fbadd

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 2.

### 6.3 Определение погрешности средств измерений

#### 6.3.1 Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН

Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	МИ 3380-2012 ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой*
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ мод. 65-644	ИМС УН.001 Д6 Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки.
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации.
Влагомеры нефти поточные LC	МИ 2643-2001 ГСИ. Влагомеры нефти поточные фирмы «Phase Dynamics» (США). Методика поверки; Методика поверки, разработанная ФГУП «ВНИИМС», с помощью установки поверочной дистилляционной УПВН-2.01 ТУ 50.582-86
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+	МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки»**, утвержден ФГУП «УНИИМ» в апреле 2014 г.

Результаты поверки считаются положительными, если средства измерений, указанные в таблице 3, имеют действующие свидетельства о поверке.

6.3.2 Определение относительной погрешности измерения массы брутто и массы нетто нефти

6.3.2.1 На момент определения относительной погрешности измерения массы брутто и массы нетто нефти все средства измерений, входящие в состав СИКН, должны быть поверены.

Результаты поверки средств измерений, входящих в состав СИКН, должны быть оформлены в соответствии с требованиями распространяющихся на них нормативных документов по поверке.

6.3.2.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти  $\delta M_{бр}$ , %, рассчитывают по формуле:

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

где  $\delta V$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема нефти с помощью ТПР, %;

$\delta \rho$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения плотности нефти, %;

$\Delta T_v, \Delta T_p$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры нефти при измерении объема и плотности соответственно, °С;

$\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти,  $1/^\circ\text{C}$ ;

$\delta N$  – пределы допускаемой относительной погрешности вычислений СОИ массы брутто нефти, %;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле:

\* – поверка ТПР осуществляется в рабочем диапазоне массового расхода СИКН

\*\* – за исключением п. 8.9. Идентификационные данные ИВК FloBoss S600+ определяются согласно п. 6.2.1 настоящей инструкции.

$$G = \frac{1 + 2\beta T_V}{1 + 2\beta T_p} \quad (2)$$

где  $T_V$ ,  $T_p$  – температура нефти при измерении объема и плотности соответственно, °С.

6.3.2.3 Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти  $\delta M_H$ , %, рассчитываются по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{БР}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_{МВ} + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

где  $\Delta W_{МВ}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{ХС}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$W_{МВ}$  – массовая доля воды в нефти, измеренная по ГОСТ 2477-65;

$W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в нефти, измеренная по ГОСТ 6370-83, %;

$W_{ХС}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, рассчитанная по формуле:

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho} \quad (4)$$

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

$\rho$  – плотность нефти, измеренная по ГОСТ 3900-85 и приведенная к условиям измерения в ИЛ, кг/м<sup>3</sup>.

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле:

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

где  $R$  и  $r$  – воспроизводимость и повторяемость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65, ГОСТ 6370-83 и ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению повторяемости.

Результаты испытания считают положительным, если пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нетто не превышают  $\pm 0,35$  %.

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 Положительные результаты поверки средств измерений, которые входят в СИКН, следует оформлять свидетельствами о поверке и (или) клеймением поверяемых средств измерений в местах, предусмотренных эксплуатационной документацией и МИ 3002-2006.

7.2 На СИКН оформляется свидетельство о поверке в соответствии с приложением 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815. На обратной стороне свидетельства указываются следующие данные:

- 
- диапазон расходов по СИКН;
  - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
  - предел допускаемой относительной погрешности измерений масса нетто нефти.

7.3 В случае отрицательных результатов поверки средства измерений к эксплуатации не допускается, оттиск поверительного клейма гасят, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с приложением 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.





ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

	Изменение	
	измененных	Номера страниц
	замененных	
	новых	
	аннулированных	
	Всего листов (страниц) в документа	
	№ документа	
	Входящий № сопроводительного документа и дата	
	Подпись	
	Дата	