

**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 ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ  
СЫРОЙ УЗЛА СЕПАРАЦИИ ЮЖНО-КИНЯМИНСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС»**

**Методика поверки**

Тюмень  
2016

Разработана



ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Начальник отдела МОП

Л.А. Каражова



Инженер по метрологии

М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киньяминского месторождения ООО «Газпром-нефть-Хантос» (далее СИКНС), заводской № 73.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКНС.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

МХ - метрологические характеристики;

ПО - программное обеспечение;

СИКНС - система измерений количества и параметров нефти сырой;

СИ - средство измерений;

ТПУ - турбопоршневая поверочная установка.

## 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 средств измерений, входящих в состав СИКНС	6.3.1	+	+
Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти	6.3.2	+	–

## 2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

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

2.2 Средства измерений, входящие в состав СИКНС, 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 требованиях 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 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.

3.3 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».

3.4 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 соответствующих методик поверки на СИ, входящих в состав СИКНС.

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

## **5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

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

– ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;

– МИ 2693-2001 «Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения»;

– «Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой узла сепарации Южно-Киньяминского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос»;

– техническая документация изготовителей средств измерений, входящих в состав СИКНС.

## **6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

### **6.1 Внешний осмотр**

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКНС следующим требованиям:

– комплектность СИКНС должна соответствовать технической документации;

– на элементах СИКНС не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

– надписи и обозначения на элементах СИКНС должны быть четкими и соответствовать технической документации.

## 6.2 Опробование

Опробование проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС. При опробовании проверяют работоспособность средств измерений СИКНС без определения метрологических характеристик.

### 6.2.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

При проведении проверки идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) проверяют соответствие идентификационных данных (номера версии, контрольной суммы) ПО имеющимся в описании типа.

Для определения номера версии и контрольной суммы ПО ИВК «Вектор-02» необходимо нажать клавишу «Сервис» выбрать пункт «О программе» и нажать клавишу «Расчитать».

Для определения номера версии и контрольной суммы ПО «АРМ оператора» необходимо нажать клавишу «Вектор» и выбрать пункт «О программе».

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «Вектор-02»	«АРМ Вектор»
Идентификационное наименование ПО	icc	Start.gdf
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.1	9.13
Цифровой идентификатор ПО	81AB6AEC	AC7F9EE3

Результаты опробования считаются положительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКНС, а идентификационные данные программного обеспечения соответствуют приведенным в таблице 2.

## 6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав СИКНС

Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав СИКНС проводят в соответствии с методиками поверки, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с преобразователем плотности»; МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности»; МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»; «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 25.07.2010 г.
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки».

Продолжение таблицы 3

1	2
Датчик температуры 644	МИ 2889-2004 «Рекомендации ГСИ Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки»; Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835, 7840. Методика поверки на месте эксплуатации».
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005. «Влагомер нефти поточный УДВН. Методика поверки»
Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02»	4222.010.35349845 МП. «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ВЕКТОР-02». Методика поверки», утвержденная ФГУ «Тюменский ЦСМ» в декабре 2009 г.
Установка трубопоршневая поверочная Сапфир НГИ	МИ 1972-95 «Рекомендация ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»; МИ 2974-2006 «Рекомендация ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором».
Примечание –	Допускается применение других нормативных документов по поверке указанных средств измерений, обеспечивающих установленные требования к погрешности СИКНС.

Результаты поверки считаются положительными, если определенные метрологические характеристики средств измерений СИКНС не выходят за пределы, указанные в описании типа СИКНС.

### 6.3.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти  $\delta_{M_H}$ , %, рассчитываются по формуле:

$$\delta_{M_H} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_M^2 + \delta_{W_B}^2 + \delta_{W_{XC}}^2 + \delta_{W_{МП}}^2} \quad (1)$$

где  $\delta_M$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %, (принимаются равными пределам относительной погрешности измерений массомера, в соответствии с описанием типа  $\delta_M = \pm 0,25$  %);

$\delta_{W_B}$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли воды в сырой нефти, %, рассчитываются согласно формуле (2);

$\delta_{W_{XC}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %, рассчитываются согласно формуле (4);

$\delta_{W_{МП}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, рассчитываются согласно формуле (5).

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли воды в сырой нефти с помощью поточного влагомера рассчитываются по формуле:

$$\delta_{w_B} = \frac{\Delta\varphi_B \cdot \rho_B}{100 - W_B} \cdot 100 \quad (2)$$

- где  $\Delta\varphi_B$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера, % (в единицах объемной доли воды);  
 $\rho_B$  – плотность пластовой воды, кг/м<sup>3</sup>, измеренная, приведенная к стандартным условиям, и введенная в память СОИ в качестве условно-постоянной величины;  
 $\rho_{сн}$  – плотность сырой нефти, кг/м<sup>3</sup>, измеренная с помощью поточного плотномера (среднее значение за период измерений) и приведенная к стандартным условиям 20 °С;  
 $W_B$  – массовая доля воды в сырой нефти, %, рассчитанная по формуле (3) методики.

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{сн}} \quad (3)$$

- где  $\varphi_B$  – объемная доля воды в сырой нефти, измеренная поточным влагомером, %.  
 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти  $\delta_{w_{xc}}$ , %, с учетом пересчета в единицы массовой доли для нормального закона распределения погрешности и доверительной вероятности 0,95 рассчитываются по формуле:

$$\delta_{w_{xc}} = 1,96 \cdot \xi \cdot \frac{0,1 \cdot r_{\varphi_{xc}}}{Q(P, n) \cdot \rho_H} \quad (4)$$

- где  $\xi$  – коэффициент, принимаемый равным 2 (для нефти);  
 $r_{\varphi_{xc}}$  – показатель повторяемости по ГОСТ 21534 для максимально допустимого значения массовой концентрации хлористых солей в нефти (раздел 9, таблица 1); мг/дм<sup>3</sup>,  
 $Q(P, n)$  – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и числа параллельных определений n. При числе параллельных определений равном 2, и доверительной вероятности 0,95 коэффициент  $Q(P, n)$  равен 2,77;  
 $\rho_H$  – плотность обезвоженной дегазированной нефти, кг/м<sup>3</sup>, измеренная по аттестованной методике измерений, приведенная к стандартным условиям 20 °С, принятая условно-постоянной величиной.

- Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 6370  $\delta_{w_{п}}$ , %, для нормального закона распределения погрешности и доверительной вероятности 0,95, рассчитываются по формуле:

$$\delta_{w_{п}} = 1,96 \cdot \frac{R_{w_{п}}}{Q(P, n)} \quad (5)$$

- где  $R_{w_{п}}$  – показатель воспроизводимости метода измерений массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, %.

Результат испытания считается положительным, если значение относительной погрешности измерения массы нетто сырой нефти не превышает:

- при значении объемной доли воды от 0 до 5 % – ± 0,35 %;
- при значении объемной доли воды от 5 до 10 % – ± 0,4 %;
- при значении объемной доли воды от 10 до 20 % – ± 1,5 %;
- при значении объемной доли воды от 20 до 30 % – ± 2,5 %.

## 7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 На СИКНС оформляется свидетельство о поверке в соответствии с приложением 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержа-

---

нию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

7.2 На обратной стороне свидетельства о поверке указываются следующие данные:

- диапазон массового расхода сырой нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

7.3 В случае отрицательных результатов поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, 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	
	аннулиро- ванных	
	Всего листов (страниц) в докумен- та	
	№ документа	
	Входящий № сопро- водительного доку- мента и дата	
	Подпись	
	Дата	