

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «03» мая 2023 г. № 946

Регистрационный № 85826-22

Лист № 1  
Всего листов 6

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Кодяковская» (на выходе «Карбон») АО «Оренбургнефть»

**Назначение средства измерений**

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Кодяковская» (на выходе «Карбон») АО «Оренбургнефть» предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

**Описание средства измерений**

Принцип действия системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Кодяковская» (на выходе «Карбон») АО «Оренбургнефть» (далее – СИКНС) основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды. Масса нетто нефтегазоводяной смеси определяется как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, скомплектованный из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система состоит из блока фильтров (далее - БФ), блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (далее - УПППУ), системы дренажа и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ 1) и одной контрольно-резервной (далее – ИЛ 2). БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Часть измерительных компонентов СИКНС формируют вспомогательные измерительные каналы (далее – ИК), метрологические характеристики которых определяют комплектным методом. Заводской номер СИКНС 6623.

В состав СИКНС входят измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Кол-во, шт. (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion, модель CMF300	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	45115-16
Датчик давления Метран-150, модель 150TG	4 (БФ), 2 (БИЛ), 1 (БИК)	32854-13
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех, модель ТСПУ Метран- 276-Ех	2 (БИЛ), 1 (БИК)	21968-11
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ, модель ВСН-АТ.50.040.УМ-010	1 (БИК)	62863-15
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ, модель ВСН-АТ.50.060.УМ-100	1 (БИК)	62863-15
Преобразователь плотности и расхода СDM, модификация СDM100Р	1 (БИК)	63515-16
Счетчик нефти турбинный МИГ, модель МИГ-32-6,3	1 (БИК)	26776-08
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07	1 (СОИ)	53852-13

В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефтегазоводяной смеси утвержденных типов.

Пломбировка СИКНС осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, которой пломбируются фланцевые соединения расходомеров массовых. Неизменность ПО расходомеров массовых обеспечивается защитой бесконтактных кнопок управления с помощью знаков поверки в виде наклеек и пломбированием шпилек, ограничивающих снятие крышек вторичных электронных преобразователей. Пломбы, несут на себе поверительные клейма, в соответствии с МИ 3002-2006 Рекомендация «ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Конструкция не предусматривает возможность нанесения заводских и (или) серийных номеров непосредственно на СИКНС. С целью обеспечения идентификации заводской номер установлен в формуляре.

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение (далее - ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС.

ПО СИКНС реализованное в автоматизированном рабочем месте оператора – ПО «АРМ оператора «ФОРВАРД» (далее – АРМ оператора).

ПО СИКНС защищено от преднамеренных изменений с помощью специальных программных средств: реализованы система паролей доступа, авторизация пользователей, криптографические методы защиты. Уровень защиты ПО СИКНС «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО СИКНС представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll ArmMX.dll ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1 4.0.0.2 4.0.0.2	PX.7000.01.05
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71 0C7A65BD 96ED4C9B	1C4B16AC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКНС, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 40 до 145
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси влагомером ВСН-АТ.50.40.УМ-010, %:	
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси от 0,01 % до 5 % включ.:	$\pm 0,35$
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 5 % до 10 % включ.:	$\pm 0,4$

Продолжение таблицы 3 – Метрологические характеристики

1	2
<p>Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси влагомером ВСН-АТ.50.40.УМ-100, %:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 10 % до 20 % включ.:</li> <li>- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 20 % до 50 % включ.:</li> <li>- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 50 % до 70 % включ.:</li> <li>- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 70 % до 85 % включ.:</li> </ul>	<p>±1,5</p> <p>±2,5</p> <p>±5,0</p> <p>±15,0</p>

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений (т/ч)	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1, 2	ИК массового расхода нефтегазоводяной смеси	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модель CMF	Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07	От 40 до 145	±0,25 % <sup>1)</sup> (±0,20 %) <sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 1, и ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве резервного;

<sup>2)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве контрольного.

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
1	2
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С:	от -40 до + 50
– температура окружающей среды (блок-бокс), °С	от +5 до + 25
– относительная влажность, %	от 30 до 100
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10
Режим работы СИКНС	Непрерывный

Продолжение таблицы 5 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

1	2
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота питающей сети, Гц	380±38 50±1
Изменяемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа минимальное рабочее максимальное - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм <sup>2</sup> /с	Нефтегазоводяная смесь  1,0 до 2,2 4,25 от +5 до +50  до 6,3
- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м <sup>3</sup> - плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м <sup>3</sup> - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> - содержание свободного газа	846 1168 от 0,01 до 85 до 400 до 0,01 отсутствует не допускается

#### Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

#### Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Кодяковская» (на выходе «Карбон») АО «Оренбургнефть», зав. № 6623	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	П1-01.05 ИЭ-126 ЮЛ-412	1 экз.

#### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Кодяковская», утверждена ООО Центр Метрологии «СТП», (регистрационный номер ФР.1.29.2017.27222).

#### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ПНСТ 360-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости.

**Правообладатель**

Акционерное общество «Оренбургнефть» (АО «Оренбургнефть»)  
ИНН 5612002469  
Адрес: 461046, Оренбургская область, г. Бузулук, ул. Магистральная, дом 2  
Телефон: +7 (35342) 73-670, +7 (35342) 73-317 факс: +7 (35342) 73-201  
Web-сайт: [www.orenburgneft.rosneft.ru](http://www.orenburgneft.rosneft.ru); E-mail: [orenburgneft@rosneft.ru](mailto:orenburgneft@rosneft.ru)

**Изготовитель**

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (АО «ГМС Нефтемаш»)  
ИНН 7204002810  
625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44.  
Телефон: +7(3452) 43-01-03  
Факс: +7(3452) 43-22-39  
Web-сайт: [hms-neftemash.ru](http://hms-neftemash.ru)  
E-mail: [girs@hms-neftemash.ru](mailto:girs@hms-neftemash.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью ИК «СИБИНТЕК» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)  
Адрес (место нахождения): 446200, Россия, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Научная, дом 3 стр. 6  
Юридический адрес: 117152, Россия, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1.  
Телефон: +7 (846) 205-80-77; Web-сайт: [www.sibintek.ru](http://www.sibintek.ru); E-mail: [Povolzhye@sibintek.ru](mailto:Povolzhye@sibintek.ru)  
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187

