

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «20» декабря 2022 г. № 3225

Регистрационный № 87728-22

Лист № 1  
Всего листов 5

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток Карбон) АО «Оренбургнефть»

**Назначение средства измерений**

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток Карбон) АО «Оренбургнефть» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

**Описание средства измерений**

Принцип действия системы измерений количества и параметров нефти сырой на СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток 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 сырой нефти 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 №14

В состав СИКНС входят измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на аналогичные утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Место установки, кол-во, шт.	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion, модель CMF300	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	13425-06
Датчик давления Метран-100-Вн-ДИ	2 (ИЛ 1), 3 (ИЛ 2),	22235-08
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСМУ Метран-274	1 (БИК), 1 (БИЛ)	21968-06
Влагомер поточный ВСН, модель ВСН-2-ПП-100-100	1 (БИЛ)	24604-12
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»)	1 (СОИ)	76279-19

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 пломбируется 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.

К нижнему уровню относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л») (далее – ИВК), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведением вычислительных операций, хранением калибровочных таблиц, передачей данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система ИВК.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1,0000
Контрольная сумма исполняемого кода	E4430874
Алгоритм вычисления контрольной суммы	CRC32
Комплекс измерительно вычислительный	ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-L)

### Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 9 до 140
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,10
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером поточным ВСН-2-ПП-100-100 (далее – влагомером), %:	
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 5,0 до 15,0 %:	±1,76
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 15 до 35 %:	±2,30
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 35 до 55 %:	±4,14
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 55 до 65 %:	±5,32
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 65 до 70 %:	±6,21
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 70 до 85 %:	±18,62
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 85 до 97 %:	±93,08
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефтегазоводяной смеси при измерении массовой доли воды в лаборатории, при содержании воды в диапазоне объемной доли воды %:	
- в диапазоне содержания массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5,0 %:	±0,42
- в диапазоне содержания массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 5,0 до 15,0 %:	±0,48
- в диапазоне содержания массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 15 до 35 %:	±0,71
- в диапазоне содержания массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 35 до 55 %:	±1,60

Продолжение таблицы 3

1	2
- в диапазоне содержания массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 55 до 65 %:	±2,42
- в диапазоне содержания массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 65 до 70 %:	±3,04
- в диапазоне содержания массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 70 до 85 %:	±7,39
- в диапазоне содержания массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси св. 85 до 98 %:	±63,85

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефтегазоводяная смесь
Температура окружающего воздуха, °С	от - 43 до +50
Температура измеряемой среды, °С	от 15 до +35
Рабочий диапазон температуры НГС	от 5 до 30
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 1,2 до 2,0
Объемная доля воды в измеряемой среде, %	от 0 до 98,0
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с	от 2,5 до 5,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м <sup>3</sup>	от 770 до 900
Плотность пластовой воды, измеренная в лаборатории, кг/м <sup>3</sup>	от 1000 до 1300
Массовая концентрация хлористых солей обезвоженной нефтегазоводяной смеси, мг/дм <sup>3</sup> , не более	от 20 до 6000
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной НГС, %	от 0 до 0,5
Содержание объемной доли растворенного газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	от 0,5 до 25,0
Плотность нефтяного газа в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 1,05 до 1,60

#### Знак утверждения типа

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

#### Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество, (шт./экз.)
Система измерений количества и параметров нефти сырой на СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток Карбон) АО «Оренбургнефть»	-	1
Инструкция по эксплуатации	П4-04 ИЭ-161 ЮЛ-412	1
Формуляр СИКНС	-	1

#### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на СИКНС УПСВ «Долговская» (Гаршинский поток Карбон) АО «Оренбургнефть», утвержденном ООО ИК «СИБИНТЕК», г. Самара 19.10.2021 г. Регистрационный номер ФР.1.29.2021.41596

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

Приказ Росстандарта от 13 сентября 2019 г. № 30-ПНСТ «Об утверждении предварительного стандарта Российской Федерации»;

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 обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 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 «Нефтемаш» (АО «Нефтемаш»)

ИНН 0259007412

453405, Республика Башкортостан, г. Давлеканово, ул. Комсомольская, д. 48

Телефон: +7(347) 285-51-55

Факс: +7(34768) 3-11-19

E-mail: [neftemash@dznm.ru](mailto:neftemash@dznm.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3, стр. 6

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д.1, стр.1

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU. 312187.

