

**УТВЕРЖДЕНО**  
**приказом Федерального агентства**  
**по техническому регулированию**  
**и метрологии**  
**от «27» мая 2025 г. № 1027**

Регистрационный № 94425-25

Лист № 1  
Всего листов 5

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН №1 УПСВ «Козловская» АО «Самаранефтегаз»**

**Назначение средства измерений**

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН №1 УПСВ «Козловская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений массы и параметров сырой нефти, определения массы нетто сырой нефти.

**Описание средства измерений**

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси (далее – нефти) с помощью счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») или вычислителя УВП-280 (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют, как разность массы нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей, механических примесей и растворенного газа в нефти.

Конструктивно СИКНС состоит из входного коллектора, блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений параметров нефти сырой (далее – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ), выходного коллектора и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции непрерывного измерения объемной доли воды в нефти и автоматического отбора объединенной пробы нефти для последующего определения параметров нефти в лаборатории. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012, установленное на входном коллекторе БИЛ.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) СРМ по передвижной ПУ.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК, осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; автоматизированные рабочие места оператора (далее – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКНС входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКНС

Наименование СИ	Рег. №
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260»	77657-20
Датчики давления ЭМИС-БАР 103	72888-18
Термопреобразователи сопротивления ТПС	71718-18
Влагомеры сырой нефти ВСН-2-50-100	24604-12
Влагомеры нефти поточные УДВН-2п	77816-20
Вычислители УВП-280	53503-13
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л»)	76279-19

В состав СИКНС входят показывающие СИ объема, давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКНС.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение объемной доли воды, давления и температуры нефти;
- автоматический и ручной отбор пробы нефти;
- поверка и КМХ СРМ по передвижной ПУ, КМХ рабочего СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- отображение, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчётов, протоколов КМХ;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Заводской № 14018 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку рамы СИКНС.

### Программное обеспечение

СИКНС реализовано в ИВК и в АРМ оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблицах 2 и 3.

Уровень защиты ПО СИКНС «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л») и автоматизированного рабочего места оператора «ПЕТРОЛСОФТ(С)»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	«ОКТОПУС-Л»	«ПЕТРОЛСОФТ(С)»
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	SIKNS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	E4430874	081AC2158C73492AD0 925DB1035A0E71
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	MD5

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО вычислителей УВП-280 и автоматизированного рабочего места оператора на базе ПО «Rate APM оператора УУН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	УВП-280	«Rate APM оператора УУН»
Идентификационное наименование ПО	–	Rate APM оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	–	B6D270DB
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	–	CRC32

### Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 25 до 700
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
П р и м е ч а н и е – пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируются в соответствии с документом: «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН №1 УПСВ «Козловская» АО «Самаранефтегаз». Свидетельство об аттестации № 20-03228-010-56-RA.RU.311959-2024.	

Т а б л и ц а 5 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Характеристики измеряемой среды: - давление, МПа - температура, °С - кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м <sup>3</sup> - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> - массовая доля механических примесей, % - объемная доля растворенного газа при стандартных условиях в единице объема нефтегазоводяной смеси при рабочих условиях, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> - содержание свободного газа, %	от 0,1 до 6,0 от 0 до +50 от 0 до 100 от 820 до 950 от 0 до 100 от 100 до 10 000 от 0,01 до 0,09 от 0 до 10 отсутствует
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от 5 до 95 от 99,1 до 101,325
Режим работы СИ	непрерывный

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	20

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Т а б л и ц а 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН №1 УПСВ «Козловская» АО «Самаранефтегаз»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН №1 УПСВ «Козловская» АО «Самаранефтегаз». Свидетельство об аттестации № 20-03228-010-56-RA.RU.311959-2024.

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

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.2.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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 «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

**Изготовитель**

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

**Испытательный центр**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: [gnmc@nefteavtomatika.ru](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

