

Регистрационный № 96985-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Михайловско-Коханская

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Михайловско-Коханская (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-Л) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКНС и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Михайловско-Коханская с заводским номером 928911.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 77657-20);

- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-Ех-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСМУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-60-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 43239-15).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

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

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 928911 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора.

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 10 до 430
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти мод. ВСН-2-50-100-01, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	$\pm(0,15W_{\text{об}}^{1}) + 0,25)$ $\pm(0,075W_{\text{об}} + 1,375)$ $\pm(0,15W_{\text{об}} - 1,25)$ $\pm(0,3W_{\text{об}} - 9,5)$ $\pm 5,65$ $\pm 17,62$ $\pm 63,39$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти мод. ВСН-2-50-60-01, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 60 % включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15W_{\text{об}}^{1}) + 0,25)$ $\pm(0,075W_{\text{об}} + 1,375)$ $\pm(0,15W_{\text{об}} - 1,25)$ $\pm(0,3W_{\text{об}} - 9,5)$

Продолжение таблицы 3

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 35 % включ. - св. 35 % до 55 % включ. - св. 55 % до 65 % включ. - св. 65 % до 70 % включ.	±0,65 ±0,47 ±0,67 ±1,45 ±2,20 ±2,77
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ФР.1.31.2014.17851, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	±199,31 ±802,23
¹⁾ $W_{ов}$ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +50
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,1 до 4,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 820 до 920
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 1,25 до 35
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1100 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	95
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,1
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 200 до 6300
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 1 до 25
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,001 до 1,6
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380⁺³³₋₅₇ 220⁺²²₋₃₃ 50±1

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Михайловско-Коханская, зав. № 928911	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Михайловско-Коханская. Руководство по эксплуатации».

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» (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, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л, пом. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451

