

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Кротковская» ЦПНГ-2

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Кротковская» ЦПНГ-2 (далее - СИКНС) предназначена для измерений массового расхода и массы сырой нефти и определения массы нетто сырой нефти при оперативном учете.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее - СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от преобразователей массы, давления, температуры и влагосодержания.

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

СИКНС состоит из:

- блок измерительных линий (далее - БИЛ) DN 50, 1 рабочая и 1 контрольно-резервная измерительные линии (далее - ИЛ);
- блок измерений параметров качества нефти сырой (далее - БИК);
- СОИ.

Каждая ИЛ СИКНС включает в свой состав счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 42953-15), (далее - счетчик-расходомер массовый), датчик давления Метран-55 (регистрационный номер 18375-08), термопреобразователь сопротивления взрывобезопасный с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98).

БИК включает в свой состав влагомер нефти сырой ВСН-2 (регистрационный номер 24604-12), модификация ВСН-2-50-100; датчик давления Метран-55 (регистрационный номер 18375-08); термопреобразователь сопротивления взрывобезопасный с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98); расходомер жидкости турбинный типа РТФ (регистрационный номер 11735-00), исполнение РТФ-50.

СОИ включает в свой состав комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л») (регистрационный номер 43239-15) (далее - ИВК).

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы сырой нефти, проходящей через БИЛ, прямым динамическим методом в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и влагосодержания нефти;
- местное измерение давления и температуры сырой нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто сырой нефти, используя результаты измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, результаты измерений в лаборатории массовой концентрации хлористых солей, а также вычисленное по результатам измерений объемной доли воды значение массовой доли воды;
- автоматизированный контроль метрологических характеристик рабочего счетчика-расходомера массового с помощью контрольного счетчика-расходомера массового;

- автоматизированный контроль метрологических характеристик и поверка счетчиков-расходомеров массовых с помощью передвижной поверочной установки;
- защиту оборудования и средств измерений от механических примесей;
- ручной отбор пробы в БИК;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа;
- 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;
- формирование и хранение отчетов об измеренных и вычисленных параметрах;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) СИКНС реализовано на базе ИВК и «Rate APM оператора УУН». ПО СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС. Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа. ПО СИКНС разделено на ПО нижнего и верхнего уровней.

ПО СИКНС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой разграничения уровней доступа паролями.

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

Идентификационные данные ПО СИКНС приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКНС

| Идентификационные данные (признаки) | Значение | |
|---|-----------|------------------------|
| | Formula.o | Rate APM оператора УУН |
| Идентификационное наименование ПО | 6.10 | 2.3.1.1 |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 24821CE6 | F0737B4F |
| Цифровой идентификатор ПО | CRC32 | CRC32 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения | | |

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|---|--|
| Измеряемая среда | сырая нефть |
| Диапазоны входных параметров измеряемой среды: - массы сырой нефти за час, т - избыточного давления, МПа - температуры, °С | от 3,5 до 31,0 от 1,0 до 2,1 от 0 до +55 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в ней влагомером поточным, %, не более, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти: - от 20 до 50 % включ. - св. 50 до 70 % включ. - св. 70 до 80 % включ. - св. 80 до 90 % включ. | ±2,0 ±4,2 ±9,4 ±18,7 |

Продолжение таблицы 2

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в лаборатории, %, не более, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти: - от 20 до 50 % включ. - св. 50 до 70 % включ. | $\pm 31,2$ $\pm 58,2$ |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды влагомером сырой нефти лабораторным, %, не более, в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти: - от 20 до 50 % включ. - св. 50 до 70 % включ. - св. 70 до 80 % включ. - св. 80 до 90 % включ. | $\pm 1,1$ $\pm 2,1$ $\pm 3,8$ $\pm 5,0$ |
| Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), мА | $\pm 0,015$ |
| Пределы допускаемой основной относительной погрешности подсчета количества импульсов, % | $\pm 0,005$ |
| Физико-химические свойства измеряемой среды: - плотность обезвоженной дегазированной сырой нефти, приведенная к 20 °С, кг/м ³ - кинематическая вязкость, мм ² /с - объемная доля воды в сырой нефти, % - массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной сырой нефти, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной сырой нефти, % - объемная доля растворенного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях, м ³ /м ³ - плотность растворенного газа в сырой нефти, при стандартных условиях, кг/м ³ - свободный газ | от 850 до 898 от 20 до 30 от 20 до 90 от 8000 до 19000 от 0,004 до 0,050 от 5 до 10 от 1,12 до 1,13 не допускается |

Таблица 3 - Основные технические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|--|--|
| Параметры электропитания: а) напряжение, В: - силовое оборудование - технические средства СОИ б) частота, Гц | 380^{+33}_{-57} 220^{+22}_{-33} 50 ± 1 |
| Потребляемая мощность, В·А, не более | 460 |
| Габаритные размеры площадки СИКНС, мм, не более: - длина - ширина - высота | 7000 3000 1700 |

Продолжение таблицы 3

| Наименование характеристики | Значение |
|--|---|
| Условия эксплуатации СИКНС: а) температура окружающей среды, °С: - в месте установки ИЛ - в месте установки БИК, СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа | от -35 до +35 от +15 до +35 от 30 до 80, без конденсации от 84,0 до 106,7 |
| Средний срок службы, лет, не менее | 10 |

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, установленную на СИКНС методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность СИКНС

| Наименование | Обозначение | Количество |
|---|-----------------------|------------|
| Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Кротковская» ЦПНГ-2, заводской № 129714 | - | 1 шт. |
| Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Кротковская» ЦПНГ-2. Паспорт | - | 1 экз. |
| Инструкция АО «Самаранефтегаз». Эксплуатация системы измерения количества и параметров нефти сырой на дожимой насосной станции «Кротковская» цеха подготовки нефти и газа № 2 | П1-01.05 И-033 ЮЛ-035 | 1 экз. |
| Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Кротковская» ЦПНГ-2. Методика поверки | МП 1512/1-311229-2017 | 1 экз. |

Поверка

осуществляется по документу МП 1512/1-311229-2017 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Кротковская» ЦПНГ-2. Методика поверки», утвержденному ООО Центр Метрологии «СТП» 15 декабря 2017 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКНС;

- калибратор многофункциональный МС5-R-IS, диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02\% \text{ показания} + 1 \text{ мкА})$, диапазон воспроизведения последовательности импульсов 0...999999999 имп. (амплитуда сигнала от 0 до 12 В, погрешность $\pm(0,2 \text{ В} + 5\% \text{ от установленного значения})$).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКНС с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти сырой. Методика измерений массы нефти системой измерений количества и параметров нефти сырой прямым и косвенным методом динамических измерений на оперативном узле учета нефти ДНС Кротковская АО «Самаранефтегаз», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 16-05889-010-93-RA.RU.311959-2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Кротковская» ЦПНГ-2

Приказ Росстандарта №256 от 7 февраля 2018 года «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»

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, Самарская область, г. Самара, Проспект Волжский, 50
Телефон (факс): (846) 333-02-32, (846) 333-45-08
Web-сайт: <http://samng.ru>
E-mail: info@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7
Телефон (факс): (843) 214-20-98, (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru

Аттестат аккредитации ООО Центр Метрологии «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.