

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)
УПН «Красноярка» - выход

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)
УПН «Красноярка» - выход (далее – СИКН) предназначена для автоматизированного измерения и учета товарной нефти, перекачиваемой с УПН «Красноярка» на НПС «Похвистнево».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее – МПР). Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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

Блок фильтров состоит из двух линий (рабочая и резервная). На каждой линии установлены следующие средства измерений (далее – СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- два датчика давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометры для местной индикации давления.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

На входном коллекторе установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- пробозаборное устройство по ГОСТ 2517-2012;
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На каждой ИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 350 (далее – МПР) (регистрационный № 45115-16);

- преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15);
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14);
- преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);
- датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- два пробоотборника автоматических «Стандарт-А» для автоматического отбора проб;
- пробоотборник ручной «Стандарт-Р» для ручного отбора проб;
- место для подключения плотномера, пикнометрической установки и УОСГ-100;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

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

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два комплекса измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (регистрационный № 43239-15), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированное рабочее место оператора «Rate АРМ оператора УУН», оснащенное монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), объемной доли воды в нефти (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ МПР по передвижной ПУ, КМХ МПР, установленного на рабочей ИЛ, по МПР, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения знаков поверки на СИ в соответствии с их методиками поверки.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»).

К ПО верхнего уровня относится программа автоматизированного рабочего места – «Rate АРМ оператора УУН» (далее – АРМ оператора), выполняющая функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов, вычисления массы нетто нефти.

ПО СИКН защищено от несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений измеренных (вычисленных) данных и метрологически значимой части ПО с помощью системы паролей, ведения внутреннего журнала фиксации событий. Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения СИКН.

| Идентификационные данные (признаки) | Значение | |
|---|--------------------------|-----------|
| | АРМ оператора | ОКТОПУС-Л |
| Идентификационное наименование ПО | «Rate АРМ оператора УУН» | Formula.o |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 2.3.1.1 | 6.10 |
| Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | B6D270DB | 24821CE6 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | CRC-32 | CRC-32 |

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|---|-----------------------------|
| Диапазон измерений расхода, т/ч (м ³ /ч) | от 51 до 158 (от 57 до 180) |
| Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, % | ±0,25 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, % | ±0,35 |

Таблица 3 – Основные технические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Измеряемая среда | нефть по ГОСТ Р 51858-2002 |
| Плотность измеряемой среды при стандартных условиях, кг/м ³ | от 870 до 877 |
| Температура измеряемой среды, °С | от +16 до +45 |
| Давление измеряемой среды, МПа | от 0,9 до 3,2 |
| Массовая доля воды, %, не более | 0,5 |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более | 100 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 |
| Содержание свободного газа | не допускается |
| Электропитание (трехфазное), В/Гц | 380/50; 220/50 |
| Габаритные размеры СИКН (ДхШхВ), мм, | 11000х3000х2900 |
| Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - температура воздуха в помещении блочно-модульного здания блока технологического, °С - температура воздуха в операторной, °С | от -40 до +50 от +15 до +50 от +15 до +25 |
| Режим работы СИКН | непрерывный |
| Средний срок службы, лет | 10 |
| Средняя наработка на отказ, ч | 20 000 |

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

| Наименование | Обозначение | Количество |
|--|--------------------|------------|
| Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) УПН «Красноярка» - выход | - | 1 шт. |
| Инструкция по эксплуатации СИКН | - | 1 экз. |
| Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) УПН «Красноярка» - выход. Методика поверки | НА.ГНМЦ.0210-18 МП | 1 экз. |

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0210-18 МП «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) УПН «Красноярка» - выход. Методика поверки», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 26.04.2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов, соответствующему диапазону расходов СИКН;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) на УПН «Красноярка» - выход ПАО «Оренбургнефть», аттестованном ООО «Метрология и Автоматизация» (свидетельство об аттестации № 37-RA.RU.311956-2018 от 02.04.2018г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) УПН «Красноярка» - выход

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 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»

Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 15.03.2016 г. № 179 «Перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН: 6330013048

Адрес: 443013, Самарская обл., г. Самара, ул. Киевская, д. 5А

Телефон: +7 (846) 247-89-19

Факс: +7 (846) 247-89-19

E-mail: ma@ma-samara.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.