ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 276 на ПСП «Оса»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей нефти № 276 на ПСП «Оса» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти при ведении приемо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и АО «Транснефть-Прикамье» при сдаче нефти на ПСП «Оса».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти, реализованного с применением расходомеров массовых. Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту - БИК), узла подключения передвижной поверочной установки, входного и выходного коллекторов, системы обработки информации (СОИ).

БФ состоит из двух фильтров сетчатых МИГ-ФБ-200-1,6, укомплектованных следующими средствами измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту - регистрационный №)) и техническими средствами:

- преобразователи давления измерительные 3051 моделей 3051TG и 3051CD (регистрационные №№ 14061-10, 14061-15);
- манометры для местной индикации давления нефти.

БИЛ состоит из двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий (ИЛ).

В состав каждой ИЛ входят:

- расходомер массовый Promass 84F DN 150 (далее – массомер, регистрационный №15201-11);
- преобразователь избыточного давления 3051TG (регистрационные №№ 14061-10, 14061-15);
- преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым 65 (регистрационный № 22257-11) или датчик температуры Rosemount 644 (регистрационный № 63889-16);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

В состав узла подключения передвижной поверочной установки входят:

- преобразователь избыточного давления 3051TG (регистрационные №№ 14061-10, 14061-15);
- преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым 65 (регистрационный № 22257-11) или датчик температуры Rosemount 644 (регистрационный № 63889-16);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции измерений, оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012 с лубрикатором, установленного на входном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- два (рабочий и резервный) преобразователя плотности жидкости измерительных 7835 (регистрационный № 52638-13);

- преобразователь избыточного давления 3051TG (регистрационные №№ 14061-10, 14061-15);
- преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым 65 (регистрационный № 22257-11) или датчик температуры Rosemount 644 (регистрационный № 63889-16);
- два (рабочий и резервный) влагомера нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15);
- два (рабочий и резервный) преобразователя плотности и вязкости FVM (регистрационный № 62129-15);
- счетчик-расходомер массовый Micro Motion R100 (регистрационный № 45115-16);
- анализатор серы общей рентгеноабсорционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT (регистрационный № 47395-17);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры;
- две системы автоматического отбора проб Cliff Mock (рабочая и резервная);
- пробоотборник ручной с диспергатором по ГОСТ 2517-2012;
- два узла подключения пикнометрической установки;
- термостатируемый цилиндр.

На входном коллекторе установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь избыточного давления 3051TG (регистрационные №№ 14061-10, 14061-15);
- манометр для местной индикации давления;
- два индикатора фазового состояния потока ИФС-1В-700М (рабочий и резервный).

На выходном коллекторе установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь избыточного давления 3051TG (регистрационные №№ 14061-10, 14061-15);
- преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым 65 (регистрационный № 22257-11) или датчик температуры Rosemount 644 (регистрационный № 63889-16);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят:

- два (основной и резервный) контроллера измерительных FloBoss S600+ (регистрационный № 64224-16);
- комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix PAC (регистрационный № 51228-12);
- преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н (регистрационный № 42693-15);
- барьеры искрозащиты серии Z (регистрационный № 22152-07);
- два автоматизированных рабочих места (АРМ) оператора (основное и резервное) с программным комплексом «Cropos» на базе персонального компьютера, оснащенного монитором, клавиатурой, манипулятором типа «мышь» и печатающим устройством.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти;
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку СИ преобразователей расхода на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;
- КМХ преобразователей расхода на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;

- отбор объединенной пробы нефти по ГОСТ 2517-2012;
- получения посменных, суточных и месячных, отчетов, актов приема-сдачи нефти и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерения СИКН.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее по тексту - контроллеров) и комплекса измерительно-вычислительного и управляющего на базе платформы Logix PAC. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система контроллеров измерительных FloBoss S600+. ПО комплекса измерительно-вычислительного и управляющего на базе о PLC не относится к метрологически значимой части ПО системы и предназначено для контроля и управления технологическими процессами.

К ПО верхнего уровня относится программный комплекс «Cropos», выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, вычисление массы нетто и формирование отчетных документов. К метрологически значимой части программного комплекса «Cropos» относится файл «metrology.dll».

Идентификационные данные ПО контроллеров приведены в таблице 1.

Идентификационные данные ПО программного комплекса «Cropos» приведены в таблице 2.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО контроллеров

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО	0x1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC 16

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО программного комплекса «Cropos»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC 32

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 136 до 450
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала плотности нефти при комплектном методе поверки, кг/м^3	± 0,3
Пределы допускаемой погрешности измерительного канала динамической вязкости при комплектном методе поверки в поддиапазоне: (0,5 – 10) мПа·с (абсолютная), мПа·с (10 – 100) мПа·с (приведенная к верхнему пределу поддиапазона измерений), %	 ±0,20 ±1,0

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м^3	от 850 до 930
Вязкость нефти кинематическая при 20°С, мм^2/с, не более	40
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,3 до 1,4
Максимальное допустимое давление нефти, МПа	1,6
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +30
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более	100,0
Давление насыщенных паров нефти, кПа, не более	66,7
Содержание свободного газа	отсутствует
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Напряжение питания сети, В	400±40/230±23
Частота питающей сети, Гц	50±0,4
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, час	20000

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 276 на ПСП «Оса», зав. №439	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0318-19 МП	1 экз.

Поверка
осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0318-19 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 276 на ПСП «Оса». Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 19.04.2019 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 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;
- рабочий эталон плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002 в диапазоне значений от 600 до 1000 кг/м^3 и пределами абсолютной погрешности ±0,1 кг/м^3;
- рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда по ГОСТ 8.025-96 в диапазоне значений от $4{,}0\cdot10^{-7}$ до $1{,}0\cdot10^{-1}$ м^2/с и пределами относительной погрешности ±0,2 %;
- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе МН 839-2019 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 276 на ПСП «Оса» аттестованом ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика», свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-029/01-2019 от 22.03.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 276 на ПСП «Оса»

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

Государственная поверочная схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденная Приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 «Об утверждении перечьня 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» (в редакции приказа Минэнерго России от 24.04.2018 № 306)

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24
Телефон: +7 (347) 228-44-36
Факс: +7 (347) 228-80-98
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru
Web-сайт: http://www.nefteavtomatika.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 27.07.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии А.В. Кулешов

М.п. « ___ » _____ 2020 г.