

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1009

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1009 (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений – с помощью 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 измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий (ИЛ). На рабочих ИЛ установлены следующие средства измерений (номер по Госреестру):

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF400 (№ 13425-01);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-10);
- преобразователь измерительный Rosemount 644 (№ 56381-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (№ 22257-11);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На контрольно-резервной ИЛ установлены следующие средства измерений:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF400 (№ 45115-10);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-10);
- преобразователь измерительный Rosemount 644 (№ 56381-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (№ 22257-11);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На входном коллекторе БИЛ установлены:

- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-10);
- манометр для местной индикации давления.

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012;
- индикатор фазового состояния ИФС-1В-700;
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-10);
- преобразователь измерительный Rosemount 644 (№ 56381-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (№ 22257-11);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции 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, установленное на выходном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835 (№ 15644-01);
- два влагомера нефти поточный УДВН-1пм (№ 14557-01);
- преобразователь давления измерительный 3051 (№ 14061-04);

- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (№ 22257-05);
- преобразователь измерительный 644 (№ 14683-04);
- счетчик нефти турбинный МИГ (№ 26776-04);
- два пробоотборника нефти «Стандарт-А» для автоматического отбора проб;
- пробоотборник нефти «Стандарт-Р» для ручного отбора проб;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Блок ТПУ обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода и состоит:

- установка трубопоршневая Сапфир М (№ 23520-02);
- преобразователи давления измерительные 3051 (№ 14061-04);
- преобразователи измерительные 644 (№ 14683-04);
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (№ 22257-05);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Узел подключения передвижной поверочной установки обеспечивает проведение поверки стационарной ТПУ и состоит:

- преобразователи давления измерительные 3051 (№ 14061-04);
- преобразователи измерительные 644 (№ 14683-04);
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (№ 22257-05);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных FloBoss S600+ (№ 57563-14), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сторос», оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³) нефти, 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 контроль метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых по стационарной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллеров). К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл контроллера – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса. Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений массы нефти контроллера измерительного «FloBoss S600+» аттестованы (свидетельство о метрологической аттестации № 01.00284-2010-084/04-2011 от 16.12.2011 г., ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика»).

К ПО верхнего уровня относится ПО программный комплекс «Сторос», выполняющее 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, формирование отчетных документов. Свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-031/04-2012 от 04.06.2012 ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО программный комплекс «Сторос» относится файл «metrology.dll». Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Операционная система контроллера FloBoss S600+	Программный комплекс «Сторос»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21	1.37
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	6051	DCB7D88F
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-

Метрологические и технические характеристики

Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 119 до 640
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Диапазон плотности нефти при 20 °С, кг/м ³	от 862 до 890
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с	от 9,6 до 50
Диапазон давления, МПа	от 0,2 до 1,6
Диапазон температуры, °С	от плюс 5 до плюс 35
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Напряжение питания сети, В	(380±38)/(220±22)
Частота питающей сети, Гц	(50±0,5)

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

1. Единичный экземпляр СИКН в составе согласно инструкции по эксплуатации СИКН.
2. Инструкция по эксплуатации СИКН.
3. Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1009. Методика поверки. НА.ГНМЦ.0091-15 МП».

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0091-15 МП «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1009. Методика поверки», утверждённому ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика» 23.11.2015 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Перечень эталонов применяемых при поверке:

- передвижная поверочная установка 1 разряда по ГОСТ Р 8.510-2002;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- рабочий эталон плотности 1 разряда по ГОСТ 8.024-2002 с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1$ кг/м³;
- рабочий эталон объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2 разряда по ГОСТ 8.614-2013;
- калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05);
- калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- магазин сопротивлений Р4831 (Госреестр № 6332-77).

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1009, утверждена ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 21.01.2015 г., зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2015. 19979.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 1009

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика» (ПАО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24
Тел/факс (347) 228-81-70

Заявитель

Открытое акционерное общество «Новошахтинский завод нефтепродуктов»
(ОАО «НЗНП»)
346392, Ростовская область, Красносулинский район, Киселевское сельское поселение,
882 км + 700 м автомагистрали М-19 «Новошахтинск Майский»
Тел/факс: (86369) 5-15-00/5-15-09

Испытательный центр

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика»

420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а

Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации ПАО «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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.