

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1009

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1009 (далее – система) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion. Выходные электрические сигналы со счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса нетто сырой нефти и масса балласта определяется программным комплексом «Cropos» расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в нефти с помощью влагомера нефти поточного. Масса нетто нефти определяется как разность массы брутто нефти и массы балласта.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), блока стационарной поверочной установки (ТПУ), узла подключения передвижной поверочной установки, системы сбора и обработки информации. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из трех (двух рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в блоке измерений показателей качества нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF400, установленный на рабочих линиях, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 13425-01;
- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF400, установленный на контрольно-резервной линии, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 45115-10;
- преобразователь давления измерительный 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14061-10, № 14061-04;
- преобразователь измерительный Rosemount 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 56381-14;
- преобразователь измерительный 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14683-04;
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 22257-11, № 22257-05;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14557-01;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15644-01;

- счетчик нефти турбинный МИГ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 26776-04;

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометр показывающий для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 26803-11;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

В систему обработки информации системы входят:

– контроллеры измерительные FloBoss S600+, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 57563-14 и программный комплекс «Сropos», выполняющий функции передачи данных и вычисления массы нетто сырой нефти;

– автоматизированные рабочие места оператора системы.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

– автоматизированное измерение массы брутто и массы нетто нефти и массового расхода нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, массовой доли воды в нефти;

– автоматизированное измерение температуры, давления, плотности, объемной и массовой доли воды в нефти;

– автоматическое вычисление массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей в нефти и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм;

– измерение давления и температуры нефти с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

– возможность проведения контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion с применением контрольно-резервного счетчика-расходомера массового Micro Motion;

– возможность проведения КМХ и поверки контрольно-резервного и рабочих счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion, с применением установки трубопоршневой Сапфир М, тип которой зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14061-04;

– автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

– автоматический контроль параметров измеряемого потока нефти, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится программное обеспечение (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.

К ПО верхнего уровня относится ПО программного комплекса «Сropos», выполняющее функции приема 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 «Cropos» относится файл «metrology.dll».

Идентификационные данные метрологически значимого ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Операционная система контроллера FloBoss S600+	Программный комплекс «Cropos»
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)	-	-

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе автоматизированного рабочего места оператора системы структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858– «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 119 до 610
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	±0,35
Диапазон плотности нефти при 20 °С, кг/м ³	от 862 до 890

Диапазон кинематической вязкости, сСт	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 системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

- единичный экземпляр системы измерений количества и показателей качества нефти № 1009, 1 шт., заводской № 127;
- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 1009;
- МП 0257-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1009. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 0257-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1009. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 26.03.2015 г.

Основные средства поверки:

- установка трубопоршневая «Сапфир М» -500, диапазон измерений объемного расхода от 40 м³/ч до 500 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема $\pm 0,09$ %;
- калибратор многофункциональный МС2-R в диапазоне воспроизведения сигналов силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности (в диапазоне температуры окружающей среды 23°C \pm 5°C) $\pm (0,02\%$ показ. + 1,5 мкА), в диапазоне измерений давления от 0 до 6 МПа, пределы допускаемой основной погрешности (в диапазоне температуры окружающей среды 23°C \pm 5°C) $\pm(0,025\%$ П + 0,01% ВП) (П – показание, В – верхний предел воспроизведения);
- влагомер эталонный лабораторный для товарной нефти ЭУДВН-1л, диапазон измерений объемной доли воды от 0,02 % до 2,0 %, пределы допускаемого значения абсолютной погрешности в поддиапазонах измерений объемной доли воды от 0,02 % до 1,0 % (включительно) составляет $\pm 0,02$ %, от 1,0 % до 2,0 % составляет $\pm 0,03$ %;
- устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон» в диапазоне задания силы постоянного тока от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности воспроизведения (в диапазоне температуры окружающей среды 20°C \pm 5°C) $\pm 0,003$ мА, в диапазоне значений от 1 до 10000 Гц, предел допускаемой основной относительной погрешности задания периода следования импульсов (в диапазоне температуры окружающей среды 20°C \pm 5°C) $\pm 0,001$ %;
- плотномер автоматический МДЛ-1, диапазон измерений плотности от 650 кг/м³ до 1000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,1$ кг/м³;

– калибратор температуры АТС-140В, в диапазоне значений от минус 33 °С до 140 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №1009 ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов». МН 553-2015» (свидетельство об аттестации методики измерений 01.00284-2010-015/01-2015 от 28.01.2015, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2015.19979)

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

1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

2 Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 1009;

3 МП 0257-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1009. Методика поверки».

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

Изготовитель

Межрегиональное открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(ОАО «Нефтеавтоматика»).

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24

Тел.: 8-800-700-78-68, факс: +7(347) 228-80-98, e-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru.

ИНН 0278005403

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»).

Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А, тел.: (843) 272-70-62,

факс: (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.