

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на ООО «Афипский НПЗ». СИКН 1015. Основная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на ООО «Афипский НПЗ». СИКН 1015. Основная схема учета (далее – система) предназначена для автоматического измерения массы и показателей качества нефти, поступающей по магистральному трубопроводу «Крымск-Краснодар» при проведении учетных операций между сдающей и принимающей сторонами ОАО «Черномортранснефть» и ООО «Афипский НПЗ» соответственно.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из пяти (двух рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы брутто нефти, а также измерительных каналов плотности, вязкости, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, массового расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 (далее – СРМ), Госреестр № 45115-10;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, Госреестр № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВП), Госреестр № 14557-10;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, Госреестр № 22257-11, с преобразователями измерительными 3144Р, Госреестр № 14683-09;
- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации R, Госреестр № 45115-10.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ с функцией резервирования, Госреестр № 38623-11, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения (программы) «Алгоритмы вычислений массы нефти контроллеров измерительных FloBoss модели S600+ на системах измерений количества и показателей качества нефти №№ 1015, 1016 на ООО «Афипский НПЗ» для основных и резервных схем учет» № 128014-13 от 17.07.2013.
- автоматизированные рабочие места оператора системы на базе системы измерительно-управляющей и противоаварийной автоматической защиты Delta V.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, Госреестр № 26803-11;

- манометры деформационные образцовые с условными шкалами типа МО, Госреестр № 5768-76;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-61.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости 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 и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в БИК с применением ВП;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих СРМ с применением контрольного СРМ или установки трубопоршневой двунаправленной (далее – ТПУ) и ПП или передвижной ТПУ 1-го разряда и ПП;
- проведение поверки СРМ с применением ТПУ и ПП или передвижной ТПУ 1-го разряда и ПП;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение (ПО) системы (контроллеры измерительные FloBoss модели S600+, автоматизированные рабочие места оператора системы на базе системы измерительно-управляющей и противоаварийной автоматической защиты Delta V) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные (если имеются)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
APPLICATION SW 06.09g/09g 230712	06.09g/09g 230712	SW: 33b8	-	CRC 16
APPLICATION SW 06.09g/09g 230712	06.09g/09g 230712	SW: 33b8	-	CRC 16

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 операторской станций управления 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 системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Диапазон расхода через систему измерений количества и показателей качества нефти, т/ч: – минимальный – номинальный – максимальный	40 350 480
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт)	От 2 до 100
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	От 790 до 930
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: – при проведении измерений – при проведении поверки и КМХ	0,2 0,4
Избыточное давление, МПа: – минимально допустимое – рабочее – максимальное	0,2 0,5 0,8
Диапазон температуры, °С	От плюс 5 до плюс 35
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
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	10
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	20
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Постоянный

Окончание таблицы 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении расхода и массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока, В	380, 3-х фазное, 50 Гц 220 \pm 22, однофазное, 50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 20 до плюс 50
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	От плюс 5 до плюс 25
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 45 до 80
– относительная влажность окружающего воздуха, %	От 45 до 80
– атмосферное давление, кПа	От 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти на ООО «Афипский НПЗ». СИКН 1015. Основная схема учета, 1 шт., заводской № 1015;
- Руководство по эксплуатации «Увеличение поставки нефти на Афипский НПЗ. Узлы подключения к МН «Крымск-Краснодар», «Хадыженск-Краснодар». ПСП «Афипский НПЗ». Реконструкция»;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на ООО «Афипский НПЗ». СИКН 1015. Основная схема учета. Методика поверки. МП 0054-14-2013».

Поверка

осуществляется по документу МП 0054-14-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на ООО «Афипский НПЗ». СИКН 1015. Основная схема учета. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 05 июля 2013 г.

Основные средства поверки:

- ТПУ, наибольший расход рабочей среды 1100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ % при поверке с применением эталонной ПУ 1-го разряда;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 20 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений;

- установка пикнометрическая переносная, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,10 \text{ кг/м}^3$ в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м^3 ;
- рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 %;
- установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объемной доли воды от 0,01 % до 1,00 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,02\%$;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3 \text{ мкА}$ в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4}$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке $\pm 2 \text{ имп.}$ в диапазоне от 20 до $5 \times 10^8 \text{ имп.}$

Допускается применение других средств измерений с характеристиками не хуже указанных.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на ПСП Афицкий НПЗ. Узел подключения к МН «Крымск-Краснодар». Основная схема учета» (свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2008/349014-12 от 17 декабря 2012 г., номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.14295).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на ООО «Афицкий НПЗ». СИКН 1015. Основная схема учета

- 1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».
- 2 ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.»
- 3 ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений – осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эмерсон» (ООО «Эмерсон»)
Юридический адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 2
Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 2
Тел.: +7 (495) 981-981-1; факс: +7 (495) 981-981-0

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)
Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7а.
Тел. +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org.
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.