ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 726 на нефтеналивном терминале «Приморск» ООО «Спецморнефтепорт Приморск»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 726 на нефтеналивном терминале «Приморск» ООО «Спецморнефтепорт Приморск» (далее – система) предназначена для измерения массы нефти при проведении учетных операций при отгрузке нефти в танкеры на причалах №№ 1, 2.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей объемного расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей объемного расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу 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 (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (далее – стационарная ТПУ), системы обработки информации и системы дренажа нефти. 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 рабочих измерительных каналов объема нефти, одного резервного измерительного канала объема нефти, а также измерительных каналов плотности, вязкости, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

– преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N (далее – ТПР), Госреестр № 15427-01;

– счетчик жидкости турбинный CRA, Госреестр № 22214-01;

– преобразователи плотности жидкости измерительные 7835, Госреестр № 15644-06;

– преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7827, Госреестр № 15642-01;

– влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, Госреестр № 14557-10;

– преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры, Госреестр № 14684-00;

– преобразователи измерительные 644, Госреестр № 14683-09;

– преобразователи измерительные 3144Р к датчикам температуры, Госреестр № 14683-00;

– преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-99.

В систему обработки информации системы входят:

– комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, Госреестр № 19240-00, свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № ПО-2550-03-2011 от 14.01.2011 г., выдано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– манометры для точных измерений МТИ, Госреестр № 1844-63;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– автоматическое измерение массы нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;

– автоматическое измерение плотности, вязкости и объемной доли воды;

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

– проведение контроля метрологических характеристик и поверки ТПР с применением стационарной ТПУ;

– автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

– автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение (ПО) системы 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

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03	oil_tm.exe	342.01.01	1FEEA203	CRC32

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

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочие, 1 резервная)
Диапазон расхода, $м^3$/ч	от 600 до 11400
Диапазон плотности, кг/$м^3$	от 815 до 885
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 2 до 60
Диапазон давления, МПа	от 0,3 до 1,6
Диапазон температуры, °С	от плюс 1 до плюс 30
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы, %	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении плотности измеряемой среды, кг/$м^3$	± 0,3
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении кинематической вязкости измеряемой среды, %	± 1,0
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении давления измеряемой среды, %	± 0,15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении температуры измеряемой среды, °С	± 0,2
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности системы при измерении объемной доли воды в измеряемой среде, %	± 0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	периодический
Параметры электропитания	
– напряжение переменного тока	трехфазное 380 В/50 Гц, 220 В/50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы	
– температура окружающего воздуха, °С	от минус 36 до плюс 34
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	от плюс 10 до плюс 34
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	от 30 до 75
– относительная влажность окружающего воздуха, %	от 56 до 78
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

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 № 726 на нефтеналивном терминале «Приморск» ООО «Спецморнефтепорт Приморск», 1 шт., заводской № 726;

– инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 726 на нефтеналивном терминале «Приморск» ООО «Спецморнефтепорт Приморск»;

– «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 726 на нефтеналивном терминале «Приморск» ООО «Спецморнефтепорт Приморск». Методика поверки» МП 0017-14-2012 , утвержденная ФГУП ВНИИР 20 сентября 2012 г.

Поверка

осуществляется по документу МП 0017-14-2012 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 726 на нефтеналивном терминале «Приморск» ООО «Спецморнефтепорт Приморск». Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИР 20 сентября 2012 г.

Основные средства поверки:

– установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %;

– устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20,0 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5\times10^{-4}$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^{8} имп.;

– установка пикнометрическая с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ± 0,1 кг/м^3 в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м^3;

– калибратор температуры модели АТС 157 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 45 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 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 ± 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 ± 0,025% от верхнего предела измерений.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 726 на нефтеналивном терминале «Приморск» ООО «Спецморнефтепорт Приморск» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/127014-12 от 09.08.2012 года, код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.13153).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 726 на нефтеналивном терминале «Приморск» ООО «Спецморнефтепорт Приморск»

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

2 Техническая документация «Система измерений количества и показателей качества нефти № 726 на нефтеналивном терминале «Приморск» ООО «Спецморнефтепорт Приморск».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «ИМС»

Адрес: 123001, г. Москва, Благовещенский пер., д. 12, стр. 2

Заявитель

ООО «НПП «ГКС»

Юридический адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50

Почтовый адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Московская, д. 35

Тел./факс: +7 (843) 221-70-00, +7 (843) 221-70-01, e-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений (ГЦИ СИ) Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП ВНИИР)

Юридический адрес: Россия, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А
Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32, e-mail: vniirpr@bk.ru
Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013г.