

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти Таманского нефтяного терминала ЗАО "Таманьнефтегаз"

Назначение типа средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти Таманского нефтяного терминала ЗАО "Таманьнефтегаз" (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти на Таманском нефтяном терминале ЗАО "Таманьнефтегаз".

Описание средства измерений

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей расхода турбинных и преобразователей плотности. Выходные сигналы преобразователей расхода турбинных, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нём алгоритму.

Система состоит из блока измерительных линий (пять рабочих измерительных линий, одной резервной измерительной линии, одной контрольно-резервной измерительной линии). Количество рабочих измерительных линий обеспечивают необходимый объёмный расход при динамических измерениях массы, блока измерений показателей качества нефти (измерительные каналы температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти).

В состав системы входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные геликоидные НТМ, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 38725-08;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 5642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-10;
- преобразователи давления измерительные ЕJA, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14495-09;
- датчики температуры 644, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 39539-08;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 26803-06;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 44252-10;
- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 19240-05.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти и объёмного расхода нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массы брутто нефти, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, объёмной доли воды и плотности;
- автоматизированное измерение температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти;
- защита алгоритма и программы системы от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Программное обеспечение (ПО) реализовано в комплексе измерительно-вычислительном ИМЦ-03 и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора. ПО 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 процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса).

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице

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	Нефть. Нефтепродукты. Преобразователи объёмного расхода.	342.01.01	1FEEA203	CRC 32
ПО АРМ оператора "Форвард"	Комплекс программного обеспечения верхнего уровня "Форвард"	4.0.0.1	3B6A10D6	CRC 32

ПО имеет:

- свидетельство об аттестации программного обеспечения комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 № ПО-2550-03-2011, выданное ФГУП ВНИИМ им. Д.И. Менделеева 14.01.2011 г.;
- свидетельство об аттестации программного обеспечения автоматизированного рабочего места оператора № 1439014-06, выдано ФГУП ВНИИР 15.12.2006 г.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. 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) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. ПО системы имеет уровень защиты С (в соответствии с МИ 3286–2010 Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа).

Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Диапазон измерений объёмного расхода при динамических измерениях массы, м ³ /ч	От 300 (349) до 8000 (9877)
Диапазон измерений температуры измеряемой среды, °С	От 5 до 40
Верхний предел измерений избыточного давления в системе, МПа	4,0
Диапазон измерений плотности измеряемой среды при температуре 20°С и избыточном давлении равным нулю, кг/м ³	От 810 до 860
Диапазон измерений кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, сСт	От 2 до 45
Диапазон измерений объёмной доли воды в измеряемой среде, %	От 0,01 до 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности, кг/м ³	± 0,36
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений кинематической вязкости, %	± 1,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объёмной доли воды, %	± 0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти Таманского нефтяного терминала ЗАО "Таманьнефтегаз". Заводской № 473/444	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти ЗАО "Таманьнефтегаз"	1 экз.
Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти Таманского нефтяного терминала ЗАО "Таманьнефтегаз". Методика поверки", утвержденная ФГУП ВНИИР 27.09.2012 г.	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 52887-13 "Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти Таманского нефтяного терминала ЗАО "Таманьнефтегаз" Методика поверки", утверждённому ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 27.09.2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, максимальный объёмный расход 2000 м³/ч, 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 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10⁻⁴ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп в диапазоне от 20 до 5×10⁸ имп;

- установка пикнометрическая переносная, диапазон измерений плотности от 700 до 1000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м³;
- установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01;
- 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 % соответственно;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешним модулем абсолютного давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, предел допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений.

Допускается применение других средств измерений с характеристиками не хуже указанных.

Сведения о методиках (методах) измерений

В системе применен косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти. Методика измерений приведена в инструкции 0418.01.00.000 ИС МИ Методика (метод) измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти Таманского нефтяного терминала ЗАО "Таманьнефтегаз", зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2012.11633.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти Таманского нефтяного терминала ЗАО "Таманьнефтегаз"

1. ГОСТ 8.510–2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости".
2. 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, выполнение работ по расфасовке товаров.

Изготовитель

ООО "ИМС Индастриз"
Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп.15
Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А
Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51, e-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии". Регистрационный номер 30006-09.
Юридический адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А.
Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32, e-mail: vniirpr@bk.ru.

Заместитель руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

" ___ " _____ 2013 г.