

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 527 ЦПС Орехово-Ермаковского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 527 ЦПС Орехово-Ермаковского месторождения (далее – система) предназначена для автоматизированного измерения массы и показателей качества нефти, сдаваемой ОАО «Нижневартовское управление магистральных нефтепроводов».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления. Массу брутто нефти вычисляет комплекс измерительно-вычислительный как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям. Массу нетто нефти вычисляет АРМ-оператора как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного.

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 трех (двух рабочих, одного резервного) измерительных каналов объема брутто нефти, а также измерительных каналов плотности, 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;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-99;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 644, Госреестр № 14683-00;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-01;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВП), Госреестр № 14557-01;
- стационарная трубопоршневая поверочная установка «Прувер С-500» (далее – ТПУ), Госреестр № 17630-98;
- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT-97 (далее – ТПР), Госреестр № 22214-01.

В систему обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» с функцией резервирования, Госреестр № 19240-11, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения (программы) № ПО-2550-03-2011, выданное ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 14.01.2011 г.

– автоматизированные рабочие места оператора системы с программным обеспечением «Rate-оператора УУН», свидетельство об аттестации программного обеспечения № 20902-11, выданное ФГУП «ВНИИР» 27.12.2011 г.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МТИ, Госреестр № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-61.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, объема, температуры, давления, плотности 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 ТПП с применением ТПУ;
- проведение поверки ТПП с применением ТПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03», автоматизированные рабочие места оператора системы ПО «Rate-оператора УУН») 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
Измерительно-вычислительный комплекс «ИМЦ-03»	352.02.01	14C5D41A	–	CRC32
«RATE АРМ-оператора» РУ-УН 2.3-11 АВ	2.3.1.1	B6D270DB	–	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 станции 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»
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 140 до 480
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	От 750 до 850
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт)	От 1,5 до 20
Давление, МПа: – минимально допустимое – максимально допустимое (расчетное)	0,3 1,5
Диапазон температуры, °С	от плюс 5 до плюс 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Содержание свободного газа	Не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Режим работы системы	Непрерывный
Напряжение переменного тока, В	380 (трехфазное, 50 Гц) 220 (однофазное, 50 Гц)

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 № 527 ЦПС Орехово-Ермаковского месторождения, 1 шт., заводской № 01;

- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 527 ЦПС Орехово-Ермаковского месторождения;
- документ «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 527 ЦПС Орехово-Ермаковского месторождения. Методика поверки». МП 0112-14-2013».

Поверка

осуществляется по документу МП 0112-14-2013 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 527 ЦПС Орехово-Ермаковского месторождения. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 27 декабря 2013 г.

Основные средства поверки:

- ТПУ, наибольший расход рабочей среды 500 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 20 °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;
- установка пикнометрическая переносная, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ± 0,10 кг/м³ в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м³;
- 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 объёмной доли воды от 0,01 % до 1,00 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,02 %;
- 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.

Допускается применение других средств измерений с характеристиками не хуже указанных.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 527 ЦПС Орехово-Ермаковского месторождения (свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2008/277014-13 от 19 декабря 2013 г., регистрационный код по федеральному информационному фонду по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.16634.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 527 ЦПС Орехово-Ермаковского месторождения

- 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 "ИМС Индастриз"
(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

Испытательный центр

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

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: vniiirpr@bk.ru

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. «___» _____ 2014 г.