

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 281 при Первомайском ТП НГДУ «Прикамнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 281 при Первомайском ТП НГДУ «Прикамнефть» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы нефти, поступающей с месторождений НГДУ «Прикамнефть».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью 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 узла фильтров, узла измерительных линий, узла измерений показателей качества нефти, выходного коллектора, узла подключения передвижной поверочной установки, 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 одного рабочего измерительного канала массы брутто нефти и одного контрольно-резервного измерительного канала массы брутто нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400 (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 45115-10;
- влагомер поточный модели L, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 46359-11;
- датчик температуры 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 39539-08;
- датчики давления Метран-150TG, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 32854-08;

В систему обработки информации системы входят:

- измерительно-вычислительные комплексы «ОСТОРUS-L» («ОКТОПУС-Л»), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 43239-09, свидетельство ФГУП «ВНИИР» о метрологической аттестации программного обеспечения № 11504-12 от 06.07.2012;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора системы на базе программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство ФГУП «ВНИИР» о метрологической аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27.12.2011;

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти 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 поточного;
- автоматическое измерение объемной доли воды;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ по контрольному СРМ;
- проведение КМХ и поверки СРМ с применением передвижной поверочной установки;
- 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

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

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Formula.o	6.05	DFA87DAC	–	CRC32
«Rate APM оператора УУН» РУУН 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 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.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон изменений расхода, т/ч	От 30 до 250
Диапазон изменений плотности, кг/м ³	От 860 до 910
Диапазон изменений кинематической вязкости, сСт	От 33 до 120
Диапазон изменений давления, МПа	От 0,2 до 2,2
Диапазон изменений температуры, °С	От плюс 5 до плюс 45
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	±0,35
Содержание свободного газа	Отсутствует
Режим работы системы	Непрерывный
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 45
– 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 № 281 при Первомайском ТП НГДУ «Прикамнефть», 1 шт., заводской № 560/2013;
- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 281 при Первомайском ТП НГДУ «Прикамнефть»;
- Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 281 при Первомайском ТП НГДУ «Прикамнефть». Методика поверки» МП 0074-14-2013.

Поверка

осуществляется по документу МП 0074-14-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 281 при Первомайском ТП НГДУ «Прикамнефть». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 17 июля 2013 г.

Основные средства поверки:

- установка эталонная мобильная «ПАКВиК-2», диапазона воспроизводимых массовых расходов от 5 до 530 т/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,11$ %;
- передвижная поверочная установка, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %;
- 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 $\pm 5 \times 10^{-4}$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.;
- калибратор температуры модели АТС 156В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С,
- калибратор давления АРС, диапазон измерений от 0 до 20,0 МПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,04$ % от показания + 0,01 % от верхнего предела измерений;
- установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объёмной доли воды от 0,01 % до 1,00 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,02$ %.

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 № 281 при Первомайском ТП НГДУ «Прикамнефть» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/27014-13 от 19.03.2013 года, код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.14795).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 281 при Первомайском ТП НГДУ «Прикамнефть»

- 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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»)

Адрес местонахождения: 105568, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д.47А

Тел.: 8 (495) 221-10-50, факс 8 (495) 221-10-50

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

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.