

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 24

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 24 (далее – система) предназначена для автоматизированных динамических измерений массы (брутто, нетто) и показателей качества нефти на НПС "Александровская" ОАО "Центрсибнефтепровод".

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 брутто нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью преобразователей расхода жидкости, поточных преобразователей плотности жидкости, преобразователей температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса нетто нефти вычисляется по алгоритму, реализованному в компьютере автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы.

В состав системы входят:

- блок измерительных линий, имеющий пять рабочих и одну резервную измерительные линии, параллельная работа которых обеспечивает необходимое значение объемного расхода через систему при измерениях массы брутто нефти; одну контрольно-резервную измерительную линию, предназначенную для контроля метрологических характеристик рабочих и резервного преобразователей расхода жидкости при эксплуатации в качестве контрольной или для обеспечения необходимого значения объемного расхода через систему при эксплуатации в качестве резервной;

- блок измерений показателей качества нефти, предназначенный для измерений температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти, кинематической вязкости, отбора проб;

- система обработки информации (СОИ), состоящая из шкафа с установленными контроллерами измерительными FloBoss S600+ с программным обеспечением (ПО), шкафа с установленными контроллерами программируемыми SIMATIC S7-400, шкафа с вторичной аппаратурой и АРМ оператора системы с ПО.

В системе применены типы средств измерений указанных в таблице 1.

Таблица 1

Наименование средства измерений	Тип средства измерений зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под №
Преобразователи расхода жидкости турбинные Heliflu TZ-N с Ду 16...500 мм*	15427-01

Продолжение таблицы 1

Наименование средства измерений	Тип средства измерений зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под №
Преобразователи расхода жидкости турбинные TZN*	46057-11
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Преобразователи измерительные 644, 3144P	14683-04, 14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11
Датчики давления Метран-150	32854-09
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-10
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642 – 01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Манометры для точных измерений типа МТИ	1844-63
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-06, 26803-11
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	38623-11
Расходомер UFM 3030	49034-12
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	15773-11
* Далее по тексту преобразователи расхода.	

Для поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода применяется установка двунаправленная трубопоршневая поверочная для жидкостей Ду 30" (далее – поверочная установка), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 20054-00.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение объема, объемного расхода и массы брутто нефти в рабочих диапазонах расхода, плотности, вязкости, температуры и давления;
- автоматическое измерение температуры, избыточного давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти, разности давления на фильтрах;
- измерение давления и температуры нефти с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- поверка и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода по поверочной установке в автоматизированном режиме;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- автоматизированное измерение массы нетто нефти как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей механических примесей и хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории по объединенной пробе или вычисленной СОИ по результатам измерений объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм;
- защита алгоритма и программы системы от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты в соответствии с МИ 3002-2006 "ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств из-

мерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок".

Программное обеспечение

реализовано в контроллерах измерительных FloBoss S600+, контроллерах программируемых SIMATIC S7-400 и компьютере АРМ оператора системы. 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 все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименование и идентификационные данные метрологически значимой части ПО указаны в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
LinuxBinary.app	06.13/13	9935	-	CRC 16
MassaNettoCalc.fct	1.0	BDE444A9	-	CRC 32

ПО системы имеет:

- аттестат № 7/2013 от 11.12.2013 о метрологической аттестации программного обеспечения "Программное обеспечение контролеров измерительных FloBoss модели S600, S600+, фирмы "Emerson Process Management Ltd", версии 06.13, 06.13/13" выданный ФБУ "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан";

- аттестат № 17068 от 25.05.2013 о метрологической аттестации программного обеспечения "Программное обеспечение – Автоматизированное рабочее место оператора СИКН "ГКС РАСХОД НТ", выданный ФБУ "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан".

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется путем: разделения, идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация метрологически значимой части ПО системы осуществляется путем сличения контрольных сумм ПО, отображаемых на мониторах контролеров измерительных FloBoss S600+ и АРМ оператора системы с данными, приведенными в таблице 2 данного документа.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем введения 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 от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты "С" согласно МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы и параметры измеряемой среды приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия"
Количество измерительных линий, шт.	7 (пять рабочих, одна резервная и одна контрольно-резервная)
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	От 190 до 8000
Диапазон измерений температуры, °С	От 0 до 40
Верхний предел измерений избыточного давления, МПа	1,6
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	От 700 до 1100
Диапазон измерений объёмной доли воды, %	От 0,01 до 10,0
Диапазон измерений кинематической вязкости, сСт	От 0 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении избыточного давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении плотности, кг/м ³	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности системы при измерении объёмной доли воды, %	± 0,1
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении кинематической вязкости, %	± 1,0
Режим работы системы	Непрерывный
Средний срок службы, лет не менее	10
Параметры измеряемой среды:	
Избыточное давление, МПа	От 0,3 до 1,6
Температура, °С	От 5 до 30
Плотность в рабочих условиях, кг/м ³	От 820 до 890
Кинематическая вязкость в рабочих условиях, сСт	От 4 до 40
Содержание массовой доли воды, %, не более	1,0
Содержание массовой доли механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа	Не допускается

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 24, заводской № 01	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	1 экз.
МП 0096-14-2013 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 24. Методика поверки"	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0096-14-2013 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 24. Методика поверки", утверждённому ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 25 ноября 2013 г.

Основные средства поверки:

- установка двунаправленная трубопоршневая поверочная для жидкостей Ду 30", максимальный объёмный расход 2000 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;
- установка пикнометрическая, диапазон измерений плотности от 700 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,10 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 %, соответственно;
- калибратор температуры серии АТС-R модели АТС-156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус 24 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;
- калибратор давления грузопоршневой модели TSQ-4000N-1/С, нижний предел воспроизведения давления 0,1 МПа, верхний предел воспроизведения давления 4 МПа, пределы допускаемой погрешности ± 0,025 %;
- устройства поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа "УПВА-Эталон", пределы допускаемой основной абсолютной погрешности задания силы постоянного тока ± 0,003 мА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности задания периода следования импульсов ± 0,001 % в диапазоне от 0,1 до 10000 Гц (диапазон задания периода 0,5 мкс, диапазон задания количества импульсов в пачке от 1 до 16×10⁶ имп);
- установка для поверки влагомеров нефти УПВ ТУ 4318-021-25567981-2002.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе "ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 24", зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2013.15656.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 24

1. ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".

2. Техническая документация ООО "НПП "ГКС".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "ГКС" (ООО "НПП "ГКС").

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

Фактический и почтовый адрес: 420111, РТ, г. Казань, ул. Московская, д.35.

Тел.(843) 221 7000; факс (843) 221 7001

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии" (ФГУП "ВНИИР").

Юридический, почтовый адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 "а".

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. "___" _____ 2014 г.