

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 410 на нефтепроводе «Бугуруслан - Сызрань» ПСП Сызранского НПЗ. Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 410 на нефтепроводе «Бугуруслан - Сызрань» ПСП Сызранского НПЗ. Резервная схема учета (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти на ПСП Сызранского НПЗ.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей объемного расхода. Выходные сигналы преобразователей объемного расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти по линиям связи 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 измерительной линии, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), являющегося общим как для системы измерений количества и показателей качества нефти № 410 на нефтепроводе «Бугуруслан - Сызрань» ПСП Сызранского НПЗ, так и для системы, системы обработки информации. 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 измерительного канала объема нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, разности давления, в которые входят следующие средства измерений:

- расходомер ультразвуковой UFM 3030 (далее – УЗПР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 48218-11;
- датчики температуры 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 39539-08;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14061-04;
- преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 37667-08;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 14557-05;
- расходомер UFM 3030, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 32562-09.

В систему обработки информации системы входит:

- контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – ИВК), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 38623-11, аттестат о метрологической аттестации программного обеспечения контроллеров измерительных FloBoss модели S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd», версия 06.13, 06.13/13 № 7/2013 г. от 11.12.2013 г., выдан ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан», с автоматизированным рабочим местом оператора системы с программным обеспечением «ГКС Расход НТ», аттестат о метрологической аттестации программного обеспечения автоматизированного рабочего места оператора СИКН «ГКС Расход НТ» от 22.05.2013 г., выданный ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие МП, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 47452-11;
- манометры образцовые показывающие МО 250, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 30886-05;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение объема нефти косвенным методом динамических измерений в диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в 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 УЗПР с применением трубопоршневой 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 (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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.

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
LinuxBinary.app	06.13/13	9935	ПО ИВК	CRC 16
Netto_v2.exe	1.0	1BC42881	Автоматизированное рабочее место оператора СИКН «ГКС Расход НТ»	CRC 32

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».

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.	1
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 380 до 1900
Диапазон измерений избыточного давления нефти, МПа	От 0 до 1,6
Диапазон измерений температуры нефти, °С	От 0 до плюс 50
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м ³	От 700 до 1100
Диапазон измерений кинематической вязкости нефти, мм ² /с (сСт)	От 1 до 100
Диапазон измерений объёмной доли воды в нефти, %	От 0,01 до 2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	± 0,6
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении избыточного давления нефти, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении температуры нефти, °С	± 0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении плотности нефти, кг/м ³	± 0,3

Окончание таблицы 2 – Основные метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности системы при измерении кинематической вязкости нефти, %	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности системы при измерении объемной доли воды в нефти, %	$\pm 0,05$
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры измеряемой среды	
Избыточное давление нефти, МПа	От 0,15 до 0,85
Температура нефти, °С	От плюс 1 до плюс 25
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м ³	От 840 до 880
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт)	От 5 до 50
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля 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 руководства по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

– система измерений количества и показателей качества нефти № 410 на нефтепроводе «Бугуруслан - Сызрань» ПСП Сызранского НПЗ. Резервная схема учета, 1 шт., заводской № 229;

– инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 410;

– «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 410 на нефтепроводе «Бугуруслан - Сызрань» ПСП Сызранского НПЗ. Резервная схема учета. Методика поверки. МП 0126-14-2014», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 24 января 2014 г.

Поверка

осуществляется по документу МП 0126-14-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 410 на нефтепроводе «Бугуруслан - Сызрань» ПСП Сызранского НПЗ. Резервная схема учета. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 24 января 2014 г.

Основные средства поверки:

– установка поверочная трубопоршневая двунаправленная ViPr-MA, верхний предел диапазона измерений объемного расхода 1920 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ %;

– калибратор многофункциональный модели ASC300-R в комплекте с двумя внешними модулями АРМ-Н: АРМ015РГНГ и АРМ03КРАНГ, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений;

– калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;

– плотномер МД-02, диапазон измерений плотности от 600 до 1000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ 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;

– установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объемной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,02$ %;

– устройство для проверки 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 $\pm 5 \times 10^{-4}$ % 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений по резервной схеме учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 410 на нефтепроводе «Бугуруслан - Сызрань» ПСП Сызранского НПЗ (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/191014-13 от 24.09.2013 г., код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.16542).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 410 на нефтепроводе «Бугуруслан - Сызрань» ПСП Сызранского НПЗ. Резервная схема учета

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

2. Техническая документация ООО «НПП ОЗНА–Инжиниринг».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «ОЗНА - Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА–Инжиниринг»)

Юридический и почтовый адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, пр-т Салавата Юлаева, д. 89

Тел.: (347) 292-79-10, факс: (347) 292-79-15

Испытательный центр

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

Юридический и почтовый адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (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.