

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 499 на ПСП при Московском НПЗ

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 499 на ПСП при Московском НПЗ (далее – система) предназначена для измерений массы брутто и показателей качества нефти при учетных операциях между Рязанским РНУ АО «Транснефть – Верхняя Волга» и ОАО «Газпромнефть - Московский НПЗ».

Система смонтирована и эксплуатируется на территории ОАО «Газпромнефть - Московский НПЗ».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью ультразвуковых преобразователей объемного расхода (далее – преобразователи расхода), преобразователей плотности, преобразователей вязкости, температуры, давления и измерительно-вычислительного комплекса. Выходные сигналы измерительных преобразователей величин 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, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, блока фильтров, узла подключения передвижной поверочной установки для поверки стационарной трубопоршневой установки, системы обработки информации и системы дренажа.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационной документацией ее компонентов.

Система состоит из измерительных каналов объемного расхода нефти, температуры, избыточного давления, объемного расхода в блоке измерений показателей качества нефти, объемной доли воды, плотности нефти, вязкости нефти, основными компонентами которых являются:

- счетчики ультразвуковые ALTOSONIC V, Госреестр № 18656-04;
- расходомер ультразвуковой OPTISONIC 6300, Госреестр № 33604-06;
- датчики температуры 644, Госреестр № 39539-08;
- преобразователи избыточного давления 3051 TG, Госреестр № 14061-04;
- преобразователи разности давления 3051 CD, Госреестр № 14061-04;
- влагомер нефти поточный модели УДВН-1пм, Госреестр № 14557-05;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, Госреестр № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7827, Госреестр № 15642-06 в комплекте с вычислителем расхода жидкости и газа модели 7951, Госреестр № 15645-06;
- контроллеры измерительные FloBoss S600, Госреестр № 38623-08 с аттестованным программным обеспечением «OZNA-Flow v.2.0» (свидетельство о метрологической аттестации № 208014-09 от 12 ноября 2009 г., утвержденное ГНМЦ ФГУП «ВНИИР») и защитой от несанкционированного доступа системой паролей и нанесением поверительного клейма на конверт с паролем «Поверитель»;
- контроллер программируемый SIMATIC S7-400, Госреестр № 15773-06;

- контроллер программируемый SIMATIC S7-300, Госреестр № 15772-06;
- компьютер автоматизированного рабочего места оператора системы с аттестованным программным комплексом «OZNA-Flow v.2.0»;

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, Госреестр № 1844-63;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, Госреестр № 26803-04;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-91.

Для поверки и контроля метрологических характеристик (МХ) преобразователей расхода применяют установку поверочную трубопоршневую двунаправленную, Госреестр № 20054-06.

Состав и технологическая схема системы обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение объема и массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости нефти;
- автоматическое измерение температуры и избыточного давления нефти, плотности, вязкости нефти, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в блоке измерений показателей качества нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей, полученных в испытательной лаборатории или массовой доли воды, измеренной влагомером;
- возможность проведения поверки и контроля МХ преобразователей расхода комплектом трубопоршневой поверочной установки и преобразователя плотности (ПП);
- возможность проведения поверки и контроля МХ ПП с применением эталонного плотномера или переносной пикнометрической установки;
- автоматическое и ручное управление измерительными линиями;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб;
- автоматическое управление пробоотбором;
- контроль состояния и работоспособности оборудования, средств измерений и автоматики системы сбора и обработки информации;
- сбор продуктов дренажа из оборудования и трубопроводов;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение (ПО)

Программное обеспечение (ПО) системы (контроллер измерительный FloBoss S600, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора системы на базе программного комплекса «OZNA-Flow v.2.0») обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую 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.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО контроллера измерительного FloBoss S600 (основного)	ПО контроллера измерительного FloBoss S600 (резервного)	ПО АРМ оператора «OZNA-Flow v.2.0»
Идентификационное наименование ПО	VxWorks	VxWorks	OZNA-Flow v.2.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	05.33	05.55	OZNA-Flow v.2.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	b9af	6519	9F8416AE
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-	-

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 от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»

Метрологические и технические характеристики

Рабочий диапазон расхода, м ³ /ч	от 310 до 1870
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры рабочей среды, °С	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления рабочей среды, %	±0,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений плотности рабочей среды, кг/м ³	±0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погреш-	±0,05

ности измерений объемной доли воды в нефти, %

Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочий диапазон избыточного давления рабочей среды, МПа	от 0,2 до 0,6
Рабочий диапазон температуры рабочей среды, °С	от 2 до 30
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 850 до 890
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 резервная)
Режим работы системы	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

- единичный экземпляр системы в составе согласно инструкции по эксплуатации;
- инструкция по эксплуатации системы;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 499 на ПСП при Московском НПЗ. Методика поверки» с изменениями №1.

Поверка

осуществляется по инструкции «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 499 на ПСП при Московском НПЗ. Методика поверки» с изменениями №1, утвержденной ФГУП «ВНИИР».

Основные средства поверки (рабочий эталон):

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная «Daniel», верхний предел измерений 1100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

««ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 499 на ПСП при Московском НПЗ»» (свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/4809-15 от 27.02.2015, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2015.19544).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 438 на ПСП при Московском НПЗ.

1 ГОСТ Р 8.595–2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

2 «Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти»

Изготовитель

ООО «НПП «ОЗНА-Инжиниринг», ИНН 0278096217.

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, пр. Салавата Юлаева, д. 89.

Тел.: +7 (347) 292-79-10, 292-79-11, 292-79-10, факс: +7 (347) 292-79-15.

Испытательный центр

Центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»).

Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А, тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «_____» _____ 2015 г.