

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Сургутского месторождения (далее - система) предназначена для автоматических измерений массы и параметров сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется в измерительно-вычислительном комплексе расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера сырой нефти. Масса нетто сырой нефти определяется как разность массы сырой нефти и массы балласта.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, 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 двух (одного рабочего, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, объемной доли воды в нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF400 (далее - СРМ), регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный номер) 45115-10;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный номер 15644-06)
- влагомеры нефти микроволновые МВН-1.2 (регистрационный номер 28239-04), далее - влагомеры);
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (регистрационный номер 32460-06);
- счетчик нефти турбинный МИГ-32 (регистрационный номер 26776-08);
- преобразователи давления измерительные 40.4382 (регистрационный номер 40494-09).

В систему обработки информации системы входят:

- Контроллеры измерительные FloBoss модели S600 (регистрационный номер № 38623-08);
- автоматизированное рабочее место оператора системы на базе программного комплекса ОЗНА-Flow, свидетельство об аттестации программного обеспечения № 40014-11 от 31.03.2011.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, регистрационный номер № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный номер № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности сырой нефти;
- автоматическое вычисление массы нетто сырой нефти как разности массы сырой 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 с применением влагомера;
- измерение давления нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления;
- измерение температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений температуры;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение системы (контроллеры измерительные FloBoss S600, автоматизированные рабочие места оператора системы на базе программного комплекса ОЗНА-Flow, далее - ПО) 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 FloBoss S600 (основного) VxWorks	ПО контроллера FloBoss S600 (резервного) VxWorks	ОЗНА - FLOW
Идентификационное наименование ПО			
Номер версии (идентификационный номер) ПО	05.33	05.33	2.1
Цифровой идентификатор ПО	4AD4	39D0	64C56178
Другие идентификационные данные (если имеются)	CRC16	CRC16	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 «средний» по Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Основные технические и метрологические характеристики системы приведены в таблице 2 и таблице 3 соответственно

Таблица 2 - Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Вязкость кинематическая при 50 °С, мм ² /с (сСт), не более	25
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	От 835 до 900
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
- при проведении измерений	0,2
- при проведении поверки	0,4
Рабочее давление измеряемой среды, МПа:	
- минимальное	1,97
- максимальное	2,32
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от + 5 до +40
Массовая доля воды, %	от 0,03 до 5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	отсутствует
Массовая доля серы, %, не более	1,5
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	40
Содержание свободного газа	Не допускается
Параметры электрического питания	
- напряжение переменного тока, В	380, 3-х фазное, 50 Гц 220±22, однофазное, 50 Гц
Условия эксплуатации системы	
- максимальная температура окружающего воздуха, °С	+34
- минимальная температура окружающего воздуха, °С	-55
- температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	от +5 до +34

Таблица 3 - Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода через систему измерений количества и параметров нефти сырой, т/ч: - минимальный - максимальный	139,5 279
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %	
- при измерении содержания воды с применением влагомера	±0,35
- при измерении содержания воды в лаборатории	±0,50

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность поставки

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», зав. № 01		1 шт.
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей		1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 086.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 0102-9-2013	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0102-9-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 28.03.2016 г.

Основное средство поверки:

- Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная Smith Meter «Bi-Di Prover», диапазон расхода от 24 до 2400 м³/ч, погрешность воспроизведения объема ±0,05 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения ООО РН-Юганскнефтегаз», свидетельство об аттестации 01.00257-2008/6506-11 от 31.05.2011, ФР.1.29.2011.10255).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

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

ОИ 086.11.00.00.000 РЭ СИКНС УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз. Руководство по эксплуатации

Изготовитель

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

ИНН 0278096217

Юридический адрес: 450071, г. Уфа, проспект С. Юлаева, 89

Почтовый адрес: 450071, г. Уфа, проспект С. Юлаева, 89

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

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул.2-я Азинская, 7А

Тел.(843)272-70-62, факс 272-00-32

E-mail: vniirpr@bk.ru

Аттестат аккредитации 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.

« ____ » _____ 2016 г.