

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти ЦПС Новопортовского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти ЦПС Новопортовского месторождения (далее - система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы преобразователей массового расхода, преобразователей температуры, давления, плотности 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 блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (УП ППУ), системы сбора, обработки информации и управления 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.

БИЛ состоит из четырех рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 400 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее - СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером (далее - регистрационный номер) 45115-16;

- преобразователи измерительные Rosemount 644, регистрационный номер 56381-14;

- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065, регистрационный номер 53211-13;

- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный номер 14061-15;

- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее - ВП), регистрационный номер 14557-15;

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, регистрационный номер 52638-13;

- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, регистрационный номер 57762-14.

В систему сбора, обработки информации и управления входят:

- комплекс измерительно-вычислительный «ОСТОРУС-L» («ОКТОПУС-L») (далее - ИВК), регистрационный номер 43239-15;

- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора системы с прикладным программным обеспечением «Rate АРМ оператора УУН».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, регистрационный номер 26803-11;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный номер 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы брутто нефти и вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с применением ВП, за установленные интервалы времени по каждой измерительной линии (ИЛ) и системе в целом;

- автоматические измерения массового расхода по каждой ИЛ и системе в целом;
- автоматические измерения плотности, объемной доли воды в нефти, объемного расхода нефти в БИК;
- автоматические измерения температуры в ИЛ БИЛ, БИК, выходном коллекторе БИЛ, УП ППУ;
- автоматические измерения избыточного давления в ИЛ БИЛ, БИК, входном и выходном коллекторах БИЛ, УП ППУ;
- автоматические измерения разности давления на фильтрах в ИЛ БИЛ, БИК;
- измерения давления и температуры с применением показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- автоматическая коррекция показаний СРМ по давлению;
- контроль метрологических характеристик (КМХ) рабочих СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного или ППУ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- КМХ контрольно-резервного СРМ по ППУ в автоматизированном режиме на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- поверку СРМ по ППУ в автоматизированном режиме на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- автоматизированное и ручное управление запорной и регулирующей арматурой;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- фильтрацию нефти от механических примесей в БИЛ, БИК;
- автоматическое регулирование расхода нефти по каждой ИЛ, в БИК, в выходном коллекторе УП ППУ;
- защиту алгоритма и программы ИВК и АРМ оператора системы от несанкционированного доступа системой паролей;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- дренаж нефти из оборудования, технологических трубопроводов и последующее их заполнение без остатков воздуха;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы реализовано в ИВК и компьютере АРМ оператора системы с ПО «Rate АРМ оператора УУН».

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе ИВК и АРМ оператора системы структуры идентификационных данных. Идентификационные данные ПО системы указаны в таблице 1.

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 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) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ «Rate АРМ оператора УУН» (основное и резервное)	ИБК (основной и резервной)
Идентификационное наименование ПО	RateCalc	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.3.1.1	6.10
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	24821CE6

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, т/ч (м ³ /ч)	от 35 до 1248 (от 41 до 1500)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в рабочем режиме - в режиме поверки и КМХ	0,2 0,4
Температура измеряемой среды, °С	от +30 до +45
Плотность измеряемой среды, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ : - при 20 °С - при 15 °С	от 850,1 до 870,0 от 853,7 до 873,5
Вязкость кинематическая измеряемой среды при температуре 20 °С, мм ² /с (сСт), не более	10
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более: - рабочее - расчетное	5,7 6,3
Количество измерительных линий, шт.	5 (четыре рабочих, одна контрольно-резервная)
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Режим работы системы	непрерывный
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура воздуха в блочно-модульном здании, °С, не ниже - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -46,5 до +32,8 10 80 от 96 до 104
Срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти ЦПС Новопортовского месторождения	заводской № 656	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти ЦПС Новопортовского месторождения. Методика поверки	МП 0618-14-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0618-14-2017 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти ЦПС Новопортовского месторождения. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 20 июля 2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости» или ГОСТ 8.142-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки СРМ, входящих в состав системы во всем диапазоне измерений;

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе 0721.01.00.000 ИС. МИ «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти центрального пункта сбора нефти Новопортовского месторождения (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/82014-17).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти ЦПС Новопортовского месторождения

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

ГОСТ 8.142-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового и объемного расхода (массы и объема) жидкости.

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870

Адрес: 142703, Россия, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2,
стр. 10, ком. 611

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

Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420088, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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. « ____ » _____ 2017 г.