ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН-1), на выходе УПН Юрубчено-Тохомского месторождения ОАО «Востсибнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН-1), на выходе УПН Юрубчено-Тохомского месторождения ОАО «Востсибнефтегаз» (далее – система) предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода 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, скомплектованный из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из четырех измерительных линий (двух рабочих и двух контрольно-резервных), в которые входят следующие средства измерений:

– счетчики-расходомеры массовые Promass модели F, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 15201-11;

– датчики давления Метран-150, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 32854-13;

– преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 52638-13;

– расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 57762-14;

– влагомеры нефти поточные УДВН-1 пм, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 14557-10;

– термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 53211-13;

– преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 56381-14;

В систему обработки информации системы входят:

– Комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (OCTOPUS-L), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 43239-15;

– автоматизированные рабочие места (далее по тексту – АРМ) оператора с программным обеспечением Rate АРМ оператора УУН».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 26803-11;

– Манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие МП-У, ВП-У, МВП-У (МП4-У), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 10135-15;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 303-91.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – 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 (не связанные 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 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. 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».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (основной и резервный)	Rate АРМ оператора УНН
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода (CRC32)	24821CE6	F0737B4F

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода измеряемой среды, т/ч - выход измеряемой среды на Р – 4, 5, 6 - выход измеряемой среды на НПУ	 от 205,5 до 391 от 4,5 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефть товарная по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность измеряемой среды при стандартных условиях, кг/м^3	822
Плотность измеряемой среды при максимальной рабочей температуре, кг/м^3	805,7
Плотность измеряемой среды при минимальной рабочей температуре, кг/м^3	837,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от + 5 до + 45
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,05
Концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм^3, не более	100
Содержание парафина, % не более	1,95
Содержание свободного газа	отсутствует
Давление измеряемой среды, МПа:	
- рабочее	от 1,38 до 1,64
- максимальное расчетное	2,5
Режим работы системы	непрерывный
Электропитание, В/Гц	трехфазное 380 /50
Наработка на отказ, ч	20000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН-1), на выходе УПН Юрубчено-Тохомского месторождения ОАО «Востсибнефтегаз»	заводской № 14065	1
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН-1) на выходе УПН Юрубчено-Тохомского месторождения	202/15-01-ИЭ1	1
ОАО «Востсибнефтегаз» система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН-1), на выходе УПН Юрубчено-Тохомского месторождения. Паспорт	202/15-01-ПС1	
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН-1), на выходе УПН Юрубчено-Тохомского месторождения ОАО «Востсибнефтегаз». Методика поверки	МП 0972-9-2019	1

Поверка
осуществляется по документу МП 0972-9-2019 Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН-1), на выходе УПН Юрубчено-Тохомского месторождения ОАО «Востсибнефтегаз». Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» от 24.05.2019 г.

Основные средства поверки:

– рабочие эталоны 1 и 2 разряда с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру, в соотвтетвие с приказом Росстандарта от 07.02-2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

– средства поверки в соответствии с методикой поверки системы;

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН-1) на выходе УПН Юрубчено-Тохомского месторождения ОАО «Востсибнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики измерений № 71-RA.RU.311956-2019 от 12.07.2019).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти (СИКН-1), на выходе УПН Юрубчено-Тохомского месторождения ОАО «Востсибнефтегаз»

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Приказ Минэнерго РФ от 15.03.2016 г. №179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация» (ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН 6330013048

Адрес: 443013, Самарская область, г. Самара, ул. Киевская, 5А

Тел.: +7 (846) 247-89-19

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А

Тел.: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32

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 А.В. Кулешов

М.п. « ___ » _____ 2019 г.