

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2023
ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы сырой нефти при проведении учетных операций на объекте УУН Западно-Бурейкинского месторождения.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с помощью кориолисовых преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с кориолисовых преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерений количества сырой нефти, блока измерений параметров сырой нефти, блока преобразователя первичного измерительного объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН, места для подключения установки передвижной поверочной (далее – ПУ), 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, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в блоке измерений параметров сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счётчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 200 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ), Госреестр № 45115-10;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, Госреестр № 14557-05;
- преобразователь первичный измерительный объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН, Госреестр № 19850-04;
- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97, Госреестр № 22214-01;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;
- датчики температуры 644, Госреестр № 39539-08.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 с функцией резервирования, Госреестр № 15066-04, свидетельство № 2301-05м-2009 об аттестации алгоритмов и программного обеспечения от 15 октября 2009 г.
- комплекс программный автоматизированный рабочего места оператора (АРМ оператора «Сфера») № 271601-08 от 26.12.2008 г.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, Госреестр № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массового расхода и массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, плотности, содержания воды, температуры и давления сырой нефти;

- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- автоматическое измерение объемного расхода сырой нефти, содержания объемной доли воды в сырой нефти, температуры и давления сырой нефти в блоке измерений параметров сырой нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ с применением контрольного;
- проведение КМХ и поверки СРМ с применением ПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «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 (ПО) системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000, ПО комплекса программного автоматизированного рабочего места оператора (АРМ «Сфера»)) 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.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО контроллера измерительного OMNI 6000 (основной)	Операционная система OMNI 6000	024.73	1EVA	CRC 16
ПО контроллера измерительного OMNI 6000 (резервный)	Операционная система OMNI 6000	24.74.21	V82D	CRC 16
ПО комплекса программного автоматизированного рабочего места оператора (АРМ «Сфера»)	АРМ.exe	3.0.0.3	46390670	CRC 32

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 «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 5 до 28
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений давления, МПа	От 0,3 до 1,5
Диапазон измерений температуры, °С	От 15 до 50
Кинематическая вязкость, сСт, не более	200
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	От 900 до 950
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1165
Массовая доля воды, %, не более	5,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	2900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении расхода и массы сырой нефти, %	± 0,25
Содержание свободного газа	0,2
Содержание растворенного газа, нм ³ /м ³	3,0
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры электропитания	
- напряжение переменного тока, В	380 3-х фазное, 220 однофазное
Климатические условия эксплуатации системы	
- температура окружающего воздуха, °С	От минус 38 до 40
- температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	От 18 до 25
- относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 45 до 80
- относительная влажность окружающего воздуха, %	От 45 до 85
- атмосферное давление, кПа	От 84 до 106

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть», 1 шт., заводской № 128/2006;
- инструкция по эксплуатации системы;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть». Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 54514-13 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть». Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИР 16 июля 2012 г.

Основные средства поверки:

- установка передвижная поверочная с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность проведения поверки СРМ в их рабочем диапазоне измерений и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ % или $\pm 0,1$ %;
- контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы нефти $\pm 0,005$ %, коэффициента преобразования $\pm 0,025$ %;
- устройство для поверки 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.;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть» (свидетельство об аттестации МВИ № 01.00257-2008/77014-12 от 14.06.2012 г., номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.13156).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть»

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

2 ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

3 Технический проект 0033.00.00.000 ПЗ «Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть».

4 Инструкция по эксплуатации системы.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «ДОМЗ»

Юридический адрес:

142000, Московская область, г. Домодедово, ул. Кирова, д. 27.

Почтовый адрес:

142000, Московская область, г. Домодедово, ул. Кирова, д. 27.

Тел./факс: +7(495) 7885780

Заявитель

ООО «Корвол»,.

Адрес: 423450, РТ, г. Альметьевск, Базовая 1. Тел/факс 8 (8553) 45-65-11

Испытательный центр

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

Юридический адрес: Россия, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32, e-mail: vniirpr@bk.ru

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«____» _____ 2013 г.