Приложение
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2451

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, объёмной 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 с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – Госреестр) № 45115-10, № 45115-16;

– влагомеры нефти поточный УДВН-1пм, Госреестр № 14557-05, 14557-10, 14557-15;

– преобразователь первичный измерительный объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН, Госреестр № 19850-04;

– влагомер сырой нефти ВСН-2, Госреестр 24604-12;

– счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97, Госреестр № 22214-01;

– расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, Госреестр 57762-14;

– преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-04, 14061-10, № 14061-15;

– датчики температуры 644, Госреестр № 39539-08;

– датчики температуры Rosemount 644, Госреестр 63889-16;

– преобразователь измерительный Rosemount 644 Госреестр № 56381-14;

– преобразователь измерительный 644 Госреестр № 14683-04; 14683-09;

– преобразователь измерительный 644 к датчикам температуры, Госреестр № 14683-00;

– термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, Госреестр 22257-01, 22257-05, № 22257-11.

– термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065, Госреестр 53211-13;

В систему обработки информации системы входят:

– контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 3000/6000 с функцией резервирования, Госреестр № 15066-04, № 15066-09;

– программный комплекс АРМ «Сфера».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– манометры для точных измерений МТИ и ВТИ, Госреестр № 1844-63;

– манометры для точных измерений типов МТИ и ВТИ, Госреестр № 1844-15;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, 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 2517-2012 «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 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.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	ПО контроллера измерительного OMNI 6000 (основной)	ПО контроллера измерительного OMNI 6000 (резервный)	ПО программного комплекса АРМ «Сфера»	
Идентификационное наименование ПО	Операционная система OMNI 6000	Операционная система OMNI 6000	metrolog.dll	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.10	24.74.21	1.0.0.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	6AB3	B82D	7cd119f3c91 15b250a601b 7cadc61b4d	ef9f814ff418 0d55bd94d0 debd230d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	CRC16	MD5	MD5

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.

Защита ПО системы от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 5 до 28
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти сырой при содержании массовой доли воды в сырой нефти от 0 до 5 %, %:	
- при вычислении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением поточного влагомера	±0,35
- при измерении массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории	±0,50

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
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 нефти, 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)
Содержание свободного газа, %, не более	0,2
Содержание растворенного газа, м^3/м^3, не более	1,0

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электропитания	
– напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Климатические условия эксплуатации	
– температура окружающего воздуха, ºС – температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, ºС – относительная влажность воздуха в помещениях где установлено оборудование системы, % – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от -38 до +50 от +18 до +25 от 45 до 80 от 45 до 85 от 84 до 106

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 параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть»	заводской № 128/2006	1
Инструкция по эксплуатации системы	-	1
Методика поверки	МП 0983-9-2019	1

Поверка
осуществляется по документу МП 0983-9-2019 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 20.12.2019 г.

Основные средства поверки:

– рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии 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» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки расходомеров массовых, входящих в состав системы, в рабочем диапазоне измерений;

– средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав 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 сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2019.35394).

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

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»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Домодедовский опытный машиностроительный завод» (ООО «ДОМЗ»)

ИНН 7710535349

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

Телефон: +7 (495) 419-00-96

E-mail: domz@domz.ru

Модернизация системы измерений количества и параметров нефти сырой № 2023 ООО «ТНГК-Развитие» при УПСВ-2 «Бурейка» НГДУ «Нурлатнефть» проведена обществом с ограниченной ответственностью «МНКТ» (ООО «МНКТ»)

ИНН 1657086133

Адрес: 420107, РТ, г. Казань, ул. Муштари д. 2А. пом. 100Н, офис 41

Телефон: (843) 200-99-98

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «МНКТ» (ООО «МНКТ»)

ИНН 1657086133

Адрес: 420107, РТ, г. Казань, ул. Муштари д. 2А. пом. 100Н, офис 41

Телефон: (843) 200-99-98

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»).
Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А
Телефон: (843) 272-70-62
Факс: (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.