

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 17 ПСП ЛПДС «Юргамыш»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 17 ПСП ЛПДС «Юргамыш» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью ультразвуковых преобразователей расхода жидкости. Выходные электрические сигналы ультразвуковых преобразователей расхода жидкости, преобразователей температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти 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, блока измерений показателей качества нефти, 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.

Система состоит из трех рабочих и одной резервной измерительных линий.

В состав системы входят следующие средства измерений:

– преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-ММ (далее – УПР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 57471-14;

– преобразователи вторичные серии Т модификации Т32.1S, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 50958-12 в комплекте с термопреобразователями сопротивления серии TR модификации TR10-L, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 47279-11;

– преобразователи измерительные Rosemount 644, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 56381-14 в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 22257-11;

– преобразователи давления измерительные ПТ-10, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 34690-07;

– преобразователи давления измерительные 3051, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 14061-10;

– преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 52638-13;

– влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 14557-10;

– преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 15642-06;

– расходомер ультразвуковой UFM 3030, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 48218-11;

В систему сбора, обработки информации и управления системы входят:

– комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – ИВК), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 53852-13, с автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора системы с программным обеспечением «Форвард».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– манометры показывающие для точных измерений МПТИ, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 26803-11;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– автоматическое измерение объема, объемного расхода и массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;

– автоматическое измерение плотности, вязкости и объемной доли воды;

– измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

– автоматизированное вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной (аналитической) лаборатории;

– проведение контроля метрологических характеристик и поверки УПР с применением трубопоршневой поверочной установки;

– автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

– автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (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 (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса). Идентификационные данные ПО системы указаны в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ оператора			ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	7A70F3CC
Алгоритм цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32	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 ИВК и АРМ оператора системы 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) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

ПО системы имеет «высокий» уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы и параметры измеряемой среды приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	4 (три рабочие, одна резервная)
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 4500 до 12139
Избыточное давление измеряемой среды, МПа:	
- рабочее	0,294
- минимально допустимое	0,245
- максимально допустимое	1,57
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	±0,35
Режим работы системы	непрерывный
Параметры измеряемой среды	
Температура измеряемой среды, °С	от 11 до 29,5
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	от 856 до 880
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 8 до 35
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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 17 ПСП ЛПДС «Юргамыш», заводской № 01	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	1 экз.
МП 0343-14-2015 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 17 ПСП ЛПДС «Юргамыш». Методика поверки»	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0343-14-2015 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 17 ПСП ЛПДС «Юргамыш». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 27 ноября 2015 г.

Основные средства поверки:

– установка поверочная трубопоршневая с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода 4000 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции 0745.01.00.000 ИС. МИ «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 17 ПСП ЛПДС «Юргамыш» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/395014-15).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 17 ПСП ЛПДС «Юргамыш»

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

2. Техническая документация ООО «ИМС Индастриз».

Изготовитель

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

Адрес местонахождения: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15

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

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

ИНН 7736545870

Испытательный центр

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

Юридический и почтовый адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088 г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Тел.: (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.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.