

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2055 при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2055 при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений количества и параметров сырой нефти Сабанчинского месторождения НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу сырой нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется в измерительно-вычислительном комплексе расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера сырой нефти. Масса нетто сырой нефти определяется как разность массы сырой нефти и массы балласта.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из узла фильтров, узла измерительных линий, узла измерения параметров нефти сырой, 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 контрольного-резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, содержания объемной доли воды в сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые MicroMotion модели CMF400 (далее – СРМ), регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – Госреестр) № 45115-10;
- влагомер поточный L(далее – ВП), Госреестр № 46359-11;
- датчики давления Метран-150, Госреестр № 32854-09;
- датчики давления 644, Госреестр № 39539-08.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI6000 с функцией резервирования, Госреестр № 15066-09;
- автоматизированное рабочее место оператора системы на базе программного комплекса «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство об аттестации программного обеспечения № 21002-11 от 27.12.2011.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, Госреестр № 1844-63;
- термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4м, Госреестр № 28208-09;

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности сырой нефти;
- вычисление массы нетто сырой нефти как разности массы сырой нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды с применением ВП;
- измерение давления нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления;
- измерение температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений температуры;
- возможность проведения контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ с применением контрольно-резервного СРМ;
- возможность проведения поверки СРМ с применением комплекта передвижной поверочной установки и поточного преобразователя плотности или с применением эталонного счетчика-расходомера массового;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-12 «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 системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, автоматизированные рабочие места оператора системы на базе программного комплекса «Rate APM оператора УУН»)(далее – ПО), 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.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИБК OMNI 6000	ПО «RateAPM оператора УУН»
Идентификационное наименование ПО	ПО ИБК OMNI 6000	«RATE APM оператора УУН» РУУН 2.3-11 АВ
Номер версии (идентификационный номер ПО)	24.75.04	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	9111	B6D270DB

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «средний» по Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Технические характеристики системы и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч	от 30 до 250
Режим работы СИКН	периодический
Измеряемая среда	сырая нефть
Рабочее давление нефти, МПа	от 0,2 до 1,5
Температура измеряемой среды, °С	от 5 до 25
Плотность измеряемой среды при 20°С, кг/м ³	от 870 до 1150
Массовая доля воды, не более, %	5,0
Содержание свободного и растворенного газа	не допускается

Основные метрологические характеристики системы приведены в таблице 3.

Таблица 3– Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 5,0 %, % - при применении поточного влагомера и определении массовых долей механических примесей и хлористых солей в лаборатории в обезвоженной нефти, - при определении в испытательной лаборатории массовой доли воды в сырой нефти, массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной нефти	$\pm 0,35$ $\pm 0,5$

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2055 при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть, 1 шт., заводской №590/2104;
- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой № 2055 при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть»;
- МП 0245-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2055 при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 0245-9-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2055 при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 16.01.2015 г.

Основные средства поверки:

- Установка поверочная УЭПМ-АТ, диапазон воспроизводимых расходов от 0,8 до 600,0 т/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,11$ %

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции ««ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть» (свидетельство об аттестации методики измерений

№ 01.00257-2013/15109-14 от 15.08.2014, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2014.18657)

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой №2055 при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть».

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

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

3 МП 0245-9-2015 Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть». Методика поверки.

Изготовитель

ООО «ИМС Индастриз»

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

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

Тел./факс: (495) 221-10-50/(495) 221-10-51, E-mail: ims@imsholding.ru

ИНН 7736545870

Испытательный центр

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

Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан, 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

С.С. Голубев

М.п.

«___» _____ 2015 г.