

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 550 Рогожниковского месторождения НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 550 Рогожниковского месторождения НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» (далее – система) предназначена для автоматизированного измерения массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций между ОАО «Сургутнефтегаз» и АО «Транснефть-Сибирь».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления. Массу брутто нефти вычисляет комплекс измерительно-вычислительный, как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям. Массу нетто нефти вычисляет АРМ оператора, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), 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 пяти (трех рабочих, одного резервного и одного резервно-замещающего) измерительных каналов объема брутто нефти, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (далее – ТПР), тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений (далее – Госреестр) под № 16128-01 и № 16128-10;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-04 и № 14061-10;
- преобразователи измерительные 3144Р, Госреестр № 14683-04, и датчики температуры 3144Р, Госреестр № 39539-08;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-01;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВП), Госреестр № 14557-10;
- анализатор рентгенофлуоресцентный и рентгеноабсорбционный многоканальный энергодисперсионный типа «SPECTRO» серии 600 модели 682(Т), Госреестр № 19769-00;
- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (далее – ТПУ), Госреестр № 12888-99;
- мерник эталонный «SERAPHIN», Госреестр № 22514-02;
- расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой модификации ХМТ868i, Госреестр № 51863-12.

В систему обработки информации системы входят:

- комплексы измерительно-вычислительные Fmc², Госреестр № 58788-14;

– автоматизированные рабочие места оператора системы с программным обеспечением «Rate-оператора УУН», свидетельство об аттестации программного обеспечения № 20902-11, выданное ФГУП «ВНИИР» 27.12.2011 г.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, Госреестр № 26803-11;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, объема, температуры, давления, плотности нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории или по результатам измерений объемной доли воды в БИК с применением ВП;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) ТПР с применением ТПУ;
- проведение поверки ТПР с применением ТПУ;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (комплекс измерительно-вычислительный Fmc^2 (далее - ИВК Fmc^2), автоматизированные рабочие места оператора системы ПО «Rate-оператора УУН») 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). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК Fmc^2	ПО «Rate АРМ оператора УУН»
Идентификационное наименование ПО	Комплекс измерительно-вычислительный Fmc^2	«RATE АРМ оператора УУН» РУУН 2.3-11 АВ
Номер версии (идентификационный номер ПО)	04.57:57b.07.48	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	-	B6D270DB
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	CRC32

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станции управления структуры идентификационных данных.

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 за-

крыт. 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 среднему уровню защиты 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 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» (с изм. №1 от 2006)
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 120 до 3300
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 800 до 900
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с	от 4,2 до 40
Рабочее давление нефти, МПа	от 0,35 до 2,5
Температура измеряемой среды, °С	от 5 до 45
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	± 0,35
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Количество измерительных линий, шт	5 (3 рабочих, 1 резервная, 1 резервно-замещающая)
Напряжение переменного тока, В	380 (трехфазное, 50 Гц) 220 (однофазное, 50 Гц)

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 550 Рогожниковского месторождения НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», 1 шт., заводской № 01;
- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 550 Рогожниковского месторождения НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз»;

– документ «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 550 Рогожниковского месторождения НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз». Методика поверки». МП 0237-14-2015.

Поверка

осуществляется по документу МП 0237-14-2015 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 550 Рогожниковского месторождения НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз». Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИР» 30 марта 2015 г.

Основное средство поверки: ТПУ, с верхним пределом диапазона измерений расхода измеряемой среды 1100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 550 Рогожниковского месторождения НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/278014-14 от 26 декабря 2014 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 550 Рогожниковского месторождения НГДУ «Быстринскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз»

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

Изготовитель

ООО «ИМС Индастриз»

Юридический адрес: 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 расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)

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

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.