

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1200

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1200 (далее – система) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти в автоматическом режиме.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого и косвенного методов динамических измерений массы нефти.

При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти измеряют при помощи счетчиков-расходомеров массовых и результаты измерений массы брутто нефти получают непосредственно от счетчиков-расходомеров массовых.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют по результатам измерений преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса «ИМЦ-03», который преобразует их и вычисляет массу брутто 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 (ИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока регулирования расхода и давления, 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.

В состав системы входят измерительные каналы (ИК), определение метрологических характеристик которых осуществляется комплектным способом при проведении поверки системы (см. таблицу 1).

Таблица 1 – ИК с комплектным способом определения метрологических характеристик

Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Пределы допускаемой погрешности ИК	Состав ИК	
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть
1	2	3	4	5
ИК массового расхода нефти	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	$\pm 0,25\%$ (относительная)	Счетчик-расходомер массовый РНМ (модификация 100) с измерительным преобразователем RHE11	Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» в комплекте с барьером искробезопасности
ИК объемного расхода нефти	1 (ИЛ 3)	$\pm 0,15\%1)$ $(\pm 0,10\%2))$ (относительная)	Счетчик бироторный типа В	Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» в комплекте с барьером искробезопасности

Окончание таблицы 1

Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Пределы допускаемой погрешности ИК	Состав ИК	
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть
1	2	3	4	5
ИК плотности нефти	2 (БИК)	$\pm 0,30$ кг/м ³ (абсолютная)	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» в комплекте с барьером искробезопасности
¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода с контрольно-резервным счетчиком бироторным типа В, применяемым в качестве резервного; ²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода с контрольно-резервным счетчиком бироторным типа В, применяемым в качестве контрольного.				

В состав системы входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 2. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на аналогичные утвержденного типа, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Состав системы

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Счетчики-расходомеры массовые РНМ (модификация 100) с измерительными преобразователями RHE11 (далее – СРМ)	28094-04
Счетчик бироторный типа В (далее – ПР)	32821-06
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
Преобразователи измерительные 644Н	14683-04
Преобразователи давления измерительные ЕJA	14495-00
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	15644-01
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-01
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-01
Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03»	19240-05
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)	29179-05

В состав системы входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов и средство измерений расхода в БИК (далее – расходомер в БИК) утвержденного типа.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода, объемного расхода и массы брутто нефти прямым и косвенным методами динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности, вязкости;
- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории за установленные интервалы времени;
- автоматические измерения плотности, вязкости, содержания воды в нефти;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих СРМ с применением контрольно-резервного ПР, применяемого в качестве контрольного;
- проведение КМХ и определение метрологических характеристик СРМ и ПР с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной, регистрационный номер 20054-06;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров нефти, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

ПО обеспечивает реализацию функций системы.

ПО системы реализовано в ИВК и АРМ оператора ПО «Rate АРМ оператора УУН». ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях системы в целях утверждения типа. Идентификационные данные (признаки) ПО ИВК и АРМ оператора недоступны для отображения.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч ($m^3/ч$)	от 212 до 920 (от 250 до 1060)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 4 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление измеряемой среды, МПа: – минимальное – рабочее – максимальное	0,5 0,8 1,6
Температура измеряемой среды, °С	от 0 до +40
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с	от 15 до 40
Плотность в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, кг/м ³	от 850 до 890
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля серы, %, не более	2,5
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля органических хлоридов из фракции, выкипающей до температуры +204 °С, млн ⁻¹ (ppm), не более	10
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22 однофазное, 380±38 трехфазное 50±1
Температура окружающего воздуха, °С: – открытая площадка – помещение блочно-модульного здания – помещение операторной – помещение электрощитовой	от -40 до +38 не ниже +15 от +18 до +25 от +5 до +40
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	постоянный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1200	заводской № 1200	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы	–	1 экз.
Методика поверки	МП 1013-14-2019	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 1013-14-2019 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1200. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 11.10.2019 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 г. № 256;

- эталон единицы плотности 1-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.024-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности».

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Для исключения возможности несанкционированного доступа на СРМ, ПР и ПП устанавливаются пломбы, несущие на себе оттиск клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1200» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2019.35145).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 1200

Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 15.03.2016 г. № 179 «Перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 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

Закрытое акционерное общество «ИМС Инжиниринг» (ЗАО «ИМС Инжиниринг»)

ИНН 7710431220

Адрес: 103050, г. Москва, Благовещенский пер., д. 12, стр. 2

Телефон (факс): (495) 775-77-25

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтяная компания «Русснефть-Брянск» (ООО «НК «Русснефть-Брянск»)

ИНН 3231008161

Адрес: 243244, Брянская область, Стародубский район, п. Жеча, ул. Школьная, д. 1А

Телефон: (48351) 2-50-97

Факс: (48351) 2-50-96

E-mail russneft@nntbryansk.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 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

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2020 г.