

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-Лемпинская Салымского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-Лемпинская Салымского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее по тексту – система) предназначена для измерений массы нефти сырой в автоматическом режиме.

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 расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, массовой доли растворенного газа. Масса нетто сырой нефти определяется как разность массы сырой нефти и массы балласта.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, скомплектованный из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система состоит из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений параметров нефти сырой, узла подключения передвижной поверочной установки, системы дренажа и система сбора и обработки информации.

Система состоит из трех (двух рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти, объемного расхода в блоке измерений параметров нефти сырой, в которые входят следующие средства измерений:

- расходомеры массовые Promass 83F (далее по тексту – СРМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – рег.) № 15201-11;

- влагомеры сырой нефти ВСН-2-50-100-01 (далее по тексту – ВП), рег. № 24604-12;

- преобразователи вторичные серии Т мод. Т32.1S, рег. № 50958-12;

- термопреобразователи сопротивления TR, рег. № 55776-13;

- преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200, рег. № 37667-13;

- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, рег. № 57762-14.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L»), рег. № 43239-15;

- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- термометры биметаллические показывающие, рег. № 46078-11, 46078-16;

- манометры избыточного давления показывающие для точных измерений МТИф, рег. № 34911-11.

Программное обеспечение

Система имеет метрологически значимое программное обеспечение (ПО), реализованное в комплексе измерительно-вычислительном (ИВК) «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») и автоматизированном рабочем месте оператора «Rate АРМ оператора узла учета нефти (УУН)», сведения о которых приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО «Rate APM оператора УУН» (основное и резервное)	ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	Rate APM оператора УУН	Formula.0
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.4.1.1	6.10
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F	24821CE6

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, т/ч	от 33,9 до 301,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %: – при определении массовой доли воды в сырой нефти по результатам измерений объемной доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-2-50-100-01; %: - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 10,0 до 20,0 % вкл. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 20,0 до 50,0 % вкл. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 50,0 до 70,0 % вкл. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70,0 до 85,0 % вкл. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 85,0 до 89,85 % вкл. (до 91 % массовой доли воды); – при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории, %: - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 0,1 до 5,0 % вкл. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 5,0 до 10,0 % вкл. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 10,0 до 20,0 % вкл. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 20,0 до 50,0 % вкл. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 50,0 до 70,0 % вкл. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70,0 до 85,0 % вкл. - при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 85,0 до 89,85 % вкл. (до 91 % массовой доли воды)	±1,3 ±2,0 ±4,3 ±12,9 ±19,4 ±0,5 ±0,9 ±1,0 ±3,8 ±8,8 ±21,7 ±39,4

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Давление измеряемой среды (рабочее), МПа	от 3,4 до 3,8
Давление измеряемой среды (расчетное), МПа	4,9
Суммарные потери давления на системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более	
- в рабочем режиме	0,1
- в режиме поверки и контроля метрологических характеристик	0,4
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +25 до +60
Диапазон плотности сырой нефти при 20 °С, кг/м ³	от 888,5 до 950,0
Диапазон плотности сырой нефти в рабочих условиях, кг/м ³	от 847 до 1005
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³	от 875 до 895
Диапазон плотности пластовой воды при 20 °С, кг/м ³	от 1005 до 1015
Массовая доля воды в сырой нефти, не более, %	91
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 19,5 до 32,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	54
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	2,6
Диапазон плотности выделившегося из сырой нефти растворенного газа при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,0 до 1,5
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение, В – частота, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С - помещение блока технологического - помещении операторной - атмосферное давление, кПа	от +5 до +45 от +18 до +25 от 84,0 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-Лемпинская Салымского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»	заводской № 641/2017	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	0810.00.00.000 ИЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 0847-9-2018	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0847-9-2018 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-Лемпинская Салымского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 03.12.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с методикой поверки системы;
- эталоны 1-го и 2-го разряда в соответствии с Приказом Росстандарта 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» с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений 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 нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-Лемпинская Салымского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/18809-18 от 28.11.2018 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-Лемпинская Салымского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

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 «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес местонахождения: 142703, Московская область, Ленинский район, г. Видное, улица Донбасская, дом 2, строение 10, комната 611

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

Телефон: (495) 221-10-50

Факс: (495) 221-10-51

Web-сайт: www.imsholding.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420088, Республика Татарстан, 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.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.