



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.29.006.А № 73784

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции (ДНС) "Макарихинская" Средне-Макарихинского месторождения

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 12-16

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Закрытое акционерное общество "НефтеГазМетрологияСервис"
(ЗАО "НГМС"), Республика Башкортостан, г. Уфа

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 74931-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 0866-9-2018

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 апреля 2019 г. № 1015

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 035840

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции (ДНС) «Макарихинская» Средне-Макарихинского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Макарихинская» Средне-Макарихинского месторождения (далее по тексту – система) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы и параметров сырой нефти, сдаваемой ООО «РН-Северная нефть» в межпромысловый нефтепровод «ДНС Макариха-ПК 102».

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. 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 контроля параметров нефти сырой, узла подключения передвижной поверочной установки, системы дренажа и системы сбора и обработки информации.

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

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

– влагомер сырой нефти ВСН-2 (далее по тексту – ВП) модификации ВСН-2-50-60-01, Госреестр № 24604-12;

– датчики давления Метран-150, Госреестр № 32854-13;

– преобразователи температуры Метран-280 модели ТСПУ Метран-286, Госреестр № 23410-13;

– преобразователь плотности и расхода CDM модели CDM100P, Госреестр № 63515-16;

– счетчик нефти турбинный МИГ, Госреестр № 26776-08.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

– контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, Госреестр № 15066-09;

– автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

– манометры для точных измерений МПТИ, Госреестр № 26803-11;

– термометры электронные ExT-01, Госреестр № 44307-10.

Программное обеспечение

Система имеет метрологически значимое программное обеспечение (ПО), реализованное в контроллерах измерительно-вычислительных OMNI 6000 (основном и резервном), сведения о которых приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI-6000 (основной)	ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI-6000 (резервный)
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.10	24.75.10
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	64E0	64E0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода рабочей среды, м ³ /ч (т/ч)	от 33 (30) до 98 (90)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, % - при измерении массы нетто сырой нефти при объемной доле воды в сырой нефти от 10 до 20 % - при измерении массы нетто сырой нефти при объемной доле воды в сырой нефти от 20 до 46 % (при массовой доле воды не более 50 %)	±1,5 ±2,1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при +20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	от 875 до 920
Плотность пластовой воды при +20 °С, кг/м ³	1165
Диапазон массовой (объемной) доли воды в сырой нефти, %	от 13 (10) до 50 (42,6)
Диапазон температуры сырой нефти, °С	+30 до +70
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт) - при +50 °С - при +20 °С	20 170
Давление измеряемой среды, МПа - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое	3,0 0,5 6,3
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	1000

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Режим работы системы	непрерывный
Потребляемая мощность, кВт, не более	12,88
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -60 до +40 до 100 100±5
Средний срок службы, год, не менее	20

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 «Макарихинская» Средне-Макарихинского месторождения	заводской № 12-16	1
Руководство по эксплуатации	СИКНС 12-16.00 РЭ	1
Паспорт	СИКНС 12-16.00 ПС	1
Методика поверки	МП 0866-9-2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП 0866-9-2018 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Макарихинская» Средне-Макарихинского месторождения. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 11.07.2018 г.

Основные средства поверки:

– эталоны с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ % 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»;

– средства поверки в соответствии с методикой поверки системы.

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 «Макарихинская» Средне-Макарихинского месторождения» (свидетельство об аттестации методики измерений № 2702/1-38-311459-2017 от 27.02.2017).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Макарихинская» Средне-Макарихинского месторождения

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

Закрытое акционерное общество «НефтеГазМетрологияСервис» (ЗАО «НГМС»)
ИНН 0278053421
Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Комсомольская, д. 1, корп.1
Телефон: (347) 292-08-62
Факс: (347) 292-08-62
E-mail: info@ngms.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»)
Адрес: 420088, 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.