



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.29.006.А № 73783

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции (ДНС) с установки предварительного сброса воды (УПСВ) "Нядейюская" Нядейюского месторождения

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 02-17

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

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

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 74930-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 0894-9-2018

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

№ 035839

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной насосной станции (ДНС) с установки предварительного сброса воды (УПСВ) «Нядейюская» Нядейюского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ «Нядейюская» Нядейюского месторождения (далее по тексту – система), предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы и параметров нефти сырой, поступающей с Нядейюского лицензионного участка на вход нефтяной насосной станции для дальнейшей транспортировки нефти по межпромысловому нефтепроводу «Нядейю-Хасырей» на установку подготовки нефти (УПН) Баган.

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 (одного рабочего и 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 83E (далее по тексту – РМ), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – Госреестр) № 15201-11;

– влагомер поточный УДВН-1пм1, Госреестр № 14557-15;

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

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

– преобразователь плотности и расхода СДМ, 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 показывающие ТМ, Госреестр № 25913-08;

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, Госреестр № 303-91.

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	
	контроллер измерительно- вычислительный OMNI 6000 (основной)	контроллер измеритель- но-вычислительный OMNI 6000(резервный)
Идентификационное наименование ПО	–	–
Номер версии (идентификацион- ный номер) ПО	24.75.10	24.75.10
Цифровой идентификатор ПО (кон- трольная сумма исполняемого кода)	64E0	64E0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода рабочей среды, т/ч	от 5 до 30
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при массовой доле воды от 0 до 5 %, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон плотности нефти, обезвоженной дегазированной при +20 °С, кг/м ³	от 860 до 875
Плотность пластовой воды, кг/м ³ , не более	1064
Диапазон избыточного давления, МПа	от 0,1 до 0,3
Диапазон температуры сырой нефти, °С	от +5 до +40
Кинематическая вязкость, мм ² /с (сСт) при +20 °С	16,8
при +40 °С	8,1
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,0084
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	1000
Содержание свободного нефтяного газа, %	не допускается
Содержание парафина, %, не более	6,0
Массовая доля серы, %, не более	0,9
Давление насыщенных паров, кПа, (мм рт.ст.), не более	66,0 (500)
Суммарные потери давления в системе при максимальном рас- ходе и максимальной вязкости, МПа, не более	
- в режиме измерений	0,05
- в режиме поверки и КМХ	0,1

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -60 до +40 до 100 100±5
Режим управления запорной и регулирующей арматуры	ручной
Потребляемая мощность, кВт, не более	21,8
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
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 с УПСВ «Нядейюская» Нядейюского месторождения	заводской № 02-17	1
Руководство по эксплуатации	СИКНС 02-17.00 РЭ	1
Паспорт	СИКНС 02-17.00 ПС	1
Методика поверки	МП 0894-9-2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП 0894-9-2018 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ «Нядейюская» Нядейюского месторождения. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 23.07.2018 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 № 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 с УПСВ «Нядейюская» ООО «РН-Северная нефть» (свидетельство об аттестации методики измерений № 0808/1-156-311459-2017 от 08.08.2017).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на УПН «Баган»

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.