

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ «Нядейюсская» 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-Хасырэй» 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, объёмной 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 CDM, 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 °C, 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, °C | от +5 до +40 |
| Кинематическая вязкость, мм ² /с (сСт) при +20 °C | 16,8 |
| при +40 °C | 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 | от -60 до +40 |
| – относительная влажность, % | до 100 |
| – атмосферное давление, кПа | 100±5 |
| Режим управления запорной и регулирующей арматуры | ручной |
| Потребляемая мощность, кВт, не более | 21,8 |
| Параметры электрического питания: | |
| – напряжение переменного тока, В | 380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) |
| – частота переменного тока, Гц | 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 «Нядейюсская» 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 |

Проверка

осуществляется по документу МП 0894-9-2018 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС с УПСВ «Нядейюсская» 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 «Нядейюсская» 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 расходометрии» (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.