

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. № 840

Регистрационный № 67006-17

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН №400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Узел резервной схемы учёта»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН №400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Узел резервной схемы учёта» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или в лаборатории, температуры и давления нефти с применением преобразователей температуры и преобразователей избыточного давления. Массу брутто нефти вычисляет комплекс измерительно-вычислительный, как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям. Массу нетто нефти вычисляет программное обеспечение системы, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

В систему входят следующие средства измерений (СИ):

- преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX ММ (далее – УЗР), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 57471-14;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), регистрационный № 15644-01 и регистрационный № 52638-13;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, регистрационный № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-15;
- расходомер-счётчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, регистрационный № 57762-14;
- датчики температуры TMT142R, регистрационный № 63821-16;

- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2, регистрационный № 46375-11 и регистрационный № 63044-16;
- датчики давления Метран-150, регистрационный № 32854-13;
- термопреобразователь универсальный ТПУ 0304, регистрационный № 50519-12;
- газоанализаторы СГОЭС, регистрационный № 32808-11.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный (ИВК) ИМЦ-07, регистрационный № 53852-13;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с программным обеспечением «Форвард «Pro».

В состав системы входят показывающие СИ:

- манометры МТИ, регистрационный № 1844-63;
- манометры показывающие МП, регистрационный № 59554-14;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, объема, температуры, давления, плотности нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти, соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих УЗР с применением двунаправленной трубопоршневой поверочной установки для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8" до 42";
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства средства измерений снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено. Установка пломб на систему и нанесение знака поверки на систему не предусмотрены. Заводской номер системы нанесен на боковую стенку блока измерений показателей качества нефти системы.

Программное обеспечение (ПО)

Программное обеспечение (ПО) системы (ИВК ИМЦ-07 и АРМ оператора с ПО «Форвард «Pro») обеспечивает реализацию функций системы. Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ оператора структуры идентификационных данных. Сведения о ПО указаны в таблице 1. Метрологические характеристики системы указаны с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует «среднему» уровню защиты.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

| Идентификационные данные (признаки) | Значение | |
|---|-------------------------------------|---------------|
| | ПО АРМ оператора «Форвард «Pro» | ПО ИМЦ-07 |
| Идентификационное наименование ПО | ArmA.dll, ArmMX.dll, ArmF.dll | EMC07.exe |
| Номер версии (идентификационный номер ПО) | 4.0.0.1 | PX.7000.01.01 |
| Цифровой идентификатор ПО | 8B71AF71, 30747EDB, F8F39210 | 7A70F3CC |
| Алгоритм вычисления | CRC32 | CRC32 |

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

| Наименование характеристики (показателя) | Значение характеристики (показателя) |
|---|--------------------------------------|
| 1 | 2 |
| Диапазон измерений расхода, м ³ /ч (т/ч) | от 479 до 2165 (от 400 до 1842) |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, % | ±0,25 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, % | ±0,35 |

Таблица 3 – Основные технические характеристики

| Наименование характеристики (показателя) | Значение характеристики (показателя) |
|---|--|
| 1 | 2 |
| Количество измерительных линий, шт. | 2 (две рабочие) |
| Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа - в рабочем режиме, не более - в режиме поверки, не более | 0,2 0,4 |
| Режим работы системы | непрерывный |
| Режим управления запорной арматурой | автоматизированный и ручной |
| Параметры измеряемой среды: | |
| Измеряемая среда | нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» |
| Давление, МПа - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое | от 0,20 до 0,75 0,187 0,95 |
| Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт) | от 3,0 до 40,0 |
| Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ - при минимальной в течение года температуре нефти - при максимальной в течение года температуре нефти | от 851,3 до 870,0 от 820,0 до 839,7 |

| Наименование характеристики (показателя) | Значение характеристики (показателя) |
|---|--|
| 1 | 2 |
| Температура, °С | от +3,0 до +40,0 |
| Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа, не более | 66,7 |
| Массовая доля воды, %, не более | 0,5 |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более | 900 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 |
| Массовая доля парафина, %, не более | 6,0 |
| Массовая доля серы, %, не более | 0,6 |
| Массовая доля сероводорода, млн-1 (ppm), не более | 100 |
| Массовая доля метил-и этилмеркаптанов в сумме, млн-1, (ppm), не более | 100 |
| Содержание свободного газа | не допускается |
| Параметры электрического питания: | |
| - напряжение переменного тока, В | 380, трехфазное, 220±22, однофазное |
| - частота переменного тока, Гц | 50 |
| Условия эксплуатации: | |
| - климатическое исполнение | У1 |
| - температура воздуха окружающей среды, °С | от -37 до +43 |
| - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С | от +5 до +35 |
| - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % | от 30 до 80 |
| - атмосферное давление, кПа | от 84,0 до 106,7 |

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность системы

| Наименование | Обозначение | Количество |
|----------------------------|-------------|------------|
| Система, заводской № 6 | - | 1 шт. |
| Инструкция по эксплуатации | - | 1 экз. |

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Узел резервной схемы учёта» (свидетельство об аттестации методики измерений № 087-01.00152-2013-2016 от 24.10.2016 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Узел резервной схемы учёта»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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

Великолукский завод «Транснефтемаш» - филиал АО «Транснефть – Верхняя Волга»
ИНН 5260900725
Адрес: 182115, Россия, Псковская обл. г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2.
Телефон (факс): +7 (1153) 9-26-67, +7 (1153) 9-26-67.

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

Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Телефон: (843) 272-70-62
Факс: (843) 272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592