

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга» (далее - система) предназначена для автоматизированного коммерческого учета нефти, поступающей с АО «Транснефть - Прикамье» и подлежащей сдаче в АО «Транснефть - Верхняя Волга».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением ультразвуковых преобразователей расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков 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 автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, 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.

Система состоит из пяти (трех рабочих и двух резервных) измерительных линий массы брутто нефти. В систему входят следующие средства измерений (СИ):

- счетчики ультразвуковые Altosonic-5 (далее - УЗС), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный) № 18656-00;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее - ПП), регистрационный № 52638-13;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные мод. 7829, регистрационный № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-10;
- расходомер ультразвуковой UFM 3030, регистрационный № 48218-11;
- преобразователи измерительные 644 и 3144Р, регистрационный № 14683-04 в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65, регистрационный 22257-01;
- термопреобразователи сопротивления платиновые TR63, регистрационный № 49519-12, в комплекте с преобразователями измерительными серии iTEMP модели TMT82, регистрационный № 50138-12;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационные № 14061-04;
- преобразователи (датчики) давления измерительные EJX 530А и EJX 110А, регистрационный № 59868-15;

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее - ИМЦ-07), регистрационный № 53852-13, свидетельство ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» о метрологической аттестации программного обеспечения (программы) от 15.04.2013 № ПО - 2550 - 06 - 2013;
- АРМ оператора с программным обеспечением «Форвард «Pro», свидетельство ФГУП «ВНИИР» о метрологической аттестации программного обеспечения от 11 сентября 2012 г. № 23104-12.

В состав системы входят показывающие СИ:

- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, регистрационный № 26803-11;
- манометры для точных измерений типа МТИ, регистрационный № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, регистрационный № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности нефти и вязкости;
- 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 или по результатам измерений объемной доли воды в БИК с применением влагомера;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих СИ давления и температуры нефти соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) УЗС с применением установки поверочной трубопоршневой;
- 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.

Программное обеспечение

ПО системы (ИМЦ-07 и АРМ оператора «Форвард «Pro») обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Сведения о ПО указаны в таблице 1.

Таблица 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) | 4.0.01 | PX.7000.01.01 |
| Цифровой идентификатор ПО | 8B71AF71, 30747EDB, F8F39210 | 7A70F3CC |

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ оператора структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. 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.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные метрологические и технические характеристики системы

| Наименование характеристики (показателя) | Значение характеристики (показателя) |
|--|---|
| Количество измерительных линий, шт. | 5 (три рабочих и две резервных) |
| Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч | От 2250 до 8700 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, % | ±0,25 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, % | ±0,35 |
| Давление измеряемой среды в системе с учетом ее подключения к технологическим трубопроводам, МПа: | |
| - минимально допускаемое | 0,09 |
| - рабочее | 0,24 |
| - максимально допускаемое | 0,75 |
| Суммарные потери давления при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: | |
| - в рабочем режиме | 0,2 |
| - в режиме поверки или КМХ | 0,4 |
| Диапазон температуры измеряемой среды, °С | от + 7 до + 35 |
| Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт) | от 7 до 35 |
| Измеряемая среда | нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» |
| Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ | от 839,0 до 906,0 |
| Массовая доля воды, %, не более | 0,7 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более | 150 |
| Массовая доля парафина, %, не более | 5,0 |
| Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более | 100,0 |
| Массовая доля серы, %, не более | 1,5 |

| Наименование характеристики (показателя) | Значение характеристики (показателя) |
|---|--------------------------------------|
| Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более | 100,0 |
| Давление насыщенных паров, мм рт. ст., не более | 350 |
| Содержание свободного газа | не допускается |
| Режим работы системы | непрерывный |

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга», 1 шт., заводской № 104;
- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга»;
- инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга». Методика поверки. МП 0332-14-2015.

Поверка

осуществляется по документу МП 0332-14-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 30 октября 2015 г.

Основным средством поверки является трубопоршневая поверочная установка СФРЮ-4000, с верхним пределом объемного расхода 4000 м³/ч, и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга» (свидетельство об аттестации методики измерений №01.00257-2013/381014-15).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 142 НПС «Горький» Горьковского РНУ филиала АО «Транснефть - Верхняя Волга»

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости.

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

Изготовитель

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

Заявитель

Акционерное общество «Транснефть - Метрология»
Юридический адрес: 127254, Россия, Москва, ул. Добролюбова, д. 16, корп. 1
Тел.: +7 (495) 950-87-00, факс: +7 (495) 950-85-97
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Испытательный центр

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

Адрес: Россия, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Тел.: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.