

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 100

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 100 (далее - система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти при проведении учетных операций между АО «Транснефть - Западная Сибирь» и ООО «Транснефть - Восток».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, плотности, вязкости, температуры и давления поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного (далее - ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Система состоит из:

- блока измерительных линий;
- блока измерений показателей качества нефти;
- стационарной установки поверочной трубопоршневой двунаправленной;
- системы сбора, обработки информации и управления;
- системы дренажа.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений по каждой измерительной линии и системе в целом в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории, за установленные интервалы времени по каждой измерительной линии и системе в целом;
- автоматические измерения плотности, вязкости, содержания воды в нефти;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти, соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих преобразователей расхода с применением контрольного преобразователя расхода;
- проведение поверки и КМХ преобразователей расхода с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль технологических параметров нефти в системе, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

В составе системы применены следующие основные средства измерений утвержденных типов:

- преобразователи расхода турбинные НТМ10 (далее - ТПР), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный №) 56812-14;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, регистрационный № 52638-13;
- преобразователи плотности и вязкости FVM, регистрационный № 62129-15;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, регистрационный № 14557-05;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, регистрационный № 14557-10;
- датчики температуры ТМТ142R, регистрационный № 63821-16;
- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2, регистрационный № 63044-16;
- датчики давления Метран-150, регистрационный № 32854-13;
- манометры показывающие МП, регистрационный № 59554-14;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4, регистрационный № 303-91;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, регистрационный № 57762-14;
- комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее - ИВК), регистрационный № 53852-13;
- контроллер программируемый SIMATIC S7-400, регистрационный № 15773-06;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, регистрационный № 37248-08.

Допускается применение средств измерений, находящихся на хранении, а именно:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 250 мм, регистрационный № 15427-06;
- преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835), регистрационный № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829), регистрационный № 15642-06;
- термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным цифровым сигналом ТСПУ модели 65-644, регистрационный № 27129-04;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-04;
- датчики давления «Метран-100», регистрационный № 22235-01;
- преобразователь давления AUTROL мод. АРТ3100, регистрационный № 37667-08.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на достоверность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты 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».

Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях системы в целях утверждения типа. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1 и таблице 2.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PX.7000.01.04
Цифровой идентификатор ПО	A204D560
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора «ГКС расход НТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MassaNettoCalc.fct
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО	90A86D7A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	Man_Dens.fct
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО	31A90EB4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMX_KPR.bmo
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО	1C5A09E6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMX_TPU.bmo
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО	E3B5006C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3380.bmo
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0
Цифровой идентификатор ПО	4522CBB0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблице 3 и таблице 4.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 600 до 7156
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	7 (5 рабочих, 1 резервная и 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление, МПа: - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое	от 0,3 до 1,0 0,2 1,6
Параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура, °С - вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с - плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от 0 до +35 от 2 до 30 от 830 до 870 1,0 100 0,05 не допускается
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 - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование, % - атмосферное давление, кПа	от -54,4 до +36,3 от +5 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации системы печатным способом с помощью принтера.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 100, заводской № 100	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 100	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 100. Методика поверки	МП 0622-14-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0622-14-2017 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 100. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» «20» октября 2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки ТПР, входящих в состав системы, во всем диапазоне измерений, регистрационный № 3.2.ТНВ.0001.2016.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 100 ПСП «Тайшет-1» Иркутского РНУ ООО «Транснефть - Восток» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 131-01.00152-2013-2017).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 100

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

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

Приказ Министерства энергетики РФ от 15 марта 2016 г. № 179 «Перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений».

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Верхняя Волга» (АО «Транснефть - Верхняя Волга») ИНН 5260900725

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, 4/1

Телефон: (831) 438-22-65

Факс: (831) 438-22-05

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Заявитель

Акционерное общество «Транснефть - Метрология» (АО «Транснефть - Метрология») ИНН 7723107453

Адрес: 127254, г. Москва, ул. Добролюбова, д. 16, корп. 1

Телефон: (495) 950-87-00

Факс: (495) 950-85-97

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Испытательный центр

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

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

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

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.