

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга» (далее - система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков ультразвуковых. Выходные электрические сигналы счетчиков ультразвуковых, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), системы сбора, обработки информации и управления и системы дренажа нефти. 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 рабочих и двух резервных измерительных линий.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- счетчики ультразвуковые ALTOSONIC-5 (далее - УЗР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером (далее - регистрационный номер) 18656-00;

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный номер 22257-01, в комплекте с преобразователями измерительными 244 к датчикам температуры, регистрационный номер 14684-00, и преобразователями измерительными 3144 к датчикам температуры, регистрационный номер 14683-00;

- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный номер 14061-99;

- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, регистрационный номер 15644-01;

- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97, регистрационный номер 22214-01.

В систему сбора, обработки информации и управления системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (далее - ИВК), регистрационный номер 19240-00;

- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора системы с прикладным программным обеспечением «Rate АРМ оператора УУН».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, регистрационный номер 1844-63;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный номер 303-91.

Для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) УЗР применяется двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» (далее - ТПУ), регистрационный номер 20054-00, применяется в качестве рабочего эталона 1 разряда.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение объема, объемного расхода и массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в диапазоне расхода, температуры, давления, плотности;
- автоматизированное вычисление 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, определенной в аккредитованной испытательной лаборатории за установленные интервалы времени;
- автоматические измерение плотности нефти;
- измерение давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение КМХ и поверки УЗР с применением ТПУ;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров нефти, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. ПО системы реализовано в ИВК и компьютере АРМ оператора системы с ПО «Rate АРМ оператора УУН». Идентификационные данные ПО системы указаны в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	UUN_915_6.exe	OIL_TM.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3.1.1	342.03.01
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	EAF7B469
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе ИВК и АРМ оператора системы структуры идентификационных данных.

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 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) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

ПО системы имеет «высокий» уровень защиты 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».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики системы и параметры измеряемой среды приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода измеряемой среды, м ³ /ч	от 700 до 8000
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимально допустимое - рабочее - максимально допустимое	0,3 от 1,0 до 4,1 5,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Суммарные потери давления на системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в рабочем режиме, не более - в режиме поверки и контроля метрологических характеристик, не более	0,2 0,4
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура измеряемой среды, °С	от +8,0 до +32,0
Плотность измеряемой среды, кг/м ³ : - при минимальной в течение года температуре измеряемой среды - при максимальной в течение года температуре измеряемой среды	от 875,0 до 890,0 от 850,0 до 877,0
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 18,0 до 60,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 25 до 100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,0147
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре рабочей среды, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается

Основные технические характеристики системы приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	7 (пять рабочих, две резервные)
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 однофазное; 380 трехфазное 50
Режим управления: - запорной арматурой БИЛ - регуляторами расхода	автоматизированный автоматический
Класс взрывоопасной зоны по Правилам устройства электроустановок (ПУЭ)/ГОСТ 30852.9-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»: - БИК - площадка БИЛ	В-1а/класс 2 В-1г/класс 2
Категория по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»: - БИК - площадка БИЛ - электрощитовая	А Ан Д
Категория взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам»: - нефть	IIA
Категория электроснабжения по ПУЭ	1
Температура воздуха внутри помещений, °С: - БИК	от +5 до +28
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»: - БИК, БИЛ	У1
Исполнение оборудования по сейсмостойкости, баллы по шкале MSK-64	до 6

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга», заводской № 905	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга». Методика поверки	МП 0506-14-2016	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 0506-14-2016 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 23 декабря 2016 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1 разряда в соответствии с ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости»;
- средства поверки в соответствии с методикой поверки на систему.

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

Методика измерений приведена в инструкции «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 105-01.00152-2013-2016).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 905 ПСП на 915 км Волгоградского РНУ АО «Транснефть - Приволга»

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

Акционерное общество «Транснефть - Приволга» (АО «Транснефть - Приволга»)

ИНН 6317024749

Адрес: ул. Ленинская, д. 100, г. Самара, Россия, 443020

Тел.: (846) 250-02-41, факс: (846) 999-84-46

E-mail: privolga@sam.transneft.ru

Заявитель

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

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

Тел.: (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»

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

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

web-site: www.vniir.org

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.

« ____ » _____ 2017 г.