

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема 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 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 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 турбинные НТМ10 (далее – ТПР), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 56812-14;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее - ПП), регистрационный № 15644-01 и регистрационный № 52638-13;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные мод. 7829, регистрационный № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-15;
- расходомер-счётчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, регистрационный № 57762-14;
- датчики температуры ТМТ142R, регистрационный № 63821-16;
- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2, 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 и вязкости 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 и контрольно-резервного ТПР с применением двунаправленной трубопоршневой поверочной установки для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8" до 42";
- проведение КМХ рабочих ТПР по контрольно-резервному ТПР, применяемому в качестве контрольного ТПР;
- 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 СИ 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».

### Программное обеспечение

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.

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.

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
Алгоритм вычисления	CRC32	CRC32

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч (т/ч)	от 479 до 2165 (от 400 до 1842)
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочие и одна контрольно-резервная)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
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:	
Изменяемая 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 <sup>2</sup> /с (сСт)	от 3,0 до 40,0
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup> : - 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
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 <sup>3</sup> , 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 <sup>-1</sup> (ppm), не более	100
Массовая доля метил-и этилмеркаптанов в сумме, млн. <sup>-1</sup> (ppm), не более	100
Содержание свободного газа	не допускается

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380, трехфазное, 220 ±22, однофазное
- частота переменного тока, Гц	50
Условия эксплуатации:	
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У1
- температура наружного воздуха, °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 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. Основная схема учёта» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта»	Заводской № 6	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти « СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ»	-	1 экз.
«Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта». Методика поверки»	МП 0493-14-2016	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 0493-14-2016 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 11 ноября 2016 г.

Основные средства поверки:

- двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8" до 42", регистрационный № 20054-00, применяемая в качестве эталона 1-го разряда по ГОСТ 8.510 - 2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости», диапазон измерений объемного расхода рабочей среды от 110 до 1100 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,05 %;

- 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 документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта» (свидетельство об аттестации методики измерений № 086-01-00152-2013-2016 от 24.10.2016 г.).

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта»**

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»

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

### **Заявитель**

Акционерное общество «Транснефть - Метрология»

ИНН 771501001

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

Телефон (факс): +7 (495) 950-87-00, +7 (495) 950-85-97

E-mail: [cmo@cmo.transneft.ru](mailto:cmo@cmo.transneft.ru)

### **Испытательный центр**

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

Адрес: Россия, РТ, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

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

E-mail: [office@vniir.org](mailto: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.