

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-II). ППН «СМНП Козьмино». Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-II). ППН «СМНП Козьмино». Резервная схема учета (далее – РСУ СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти, поступающей с магистрального нефтепровода, и сдаче ее в резервуарный парк для последующей ее транспортировки на площадку береговых сооружений и погрузки в морские танкеры.

Описание средства измерений

Принцип действия РСУ СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти с применением ультразвукового преобразователя объемного расхода. Выходные электрические сигналы с ультразвукового преобразователя объемного расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

РСУ СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока РСУ, системы обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка РСУ СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на РСУ СИКН и ее компоненты.

РСУ СИКН состоит из одного измерительного канала объема нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, разности давления, в которые входят следующие средства измерений:

- преобразователь расхода ультразвуковой модели 3804 (далее – УЗР), Госреестр № 38665-08;

- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;

- датчик температуры 3144Р, Госреестр № 39539-08.

В систему обработки информации РСУ СИКН входят:

- контроллер измерительный FloBoss модели S600+ с функцией резервирования, Госреестр № 38623-11, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-084/04-2011 от 16 декабря 2011 г.

- контроллер программируемый Simatic S7-400 с функцией резервирования, Госреестр № 15773-11;

- автоматизированное рабочее место оператора РСУ СИКН на базе системы измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT, свидетельство ФГУП «ВНИИР» об аттестации программного обеспечения № 19801-12 от 15 августа 2012 г.

В состав РСУ СИКН входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ, Госреестр № 1844-63;

- термометры лабораторные стеклянные ТЛС, Госреестр № 32786-08.

РСУ СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;

- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) и поверки УЗР с применением преобразователей расхода жидкости турбинных MVTM 10 “ основной схемы учета и установки поверочной трубопоршневой двунаправленной;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» в блоке измерений показателей качества нефти основной схемы учета или ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 в блоке РСУ СИКН;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) РСУ СИКН (контроллер измерительный FloBoss модели S600+, автоматизированное рабочее место оператора РСУ СИКН на базе системы измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT) обеспечивает реализацию функций РСУ СИКН. ПО РСУ СИКН разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО РСУ СИКН. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные (если имеются)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
KZMN_v2	1311	9A54	-	CRC 16
Система измерения количества нефти и нефтепродуктов и их параметров Metering-AT	V 1.2.xxx	cddf26d22dfoc095bc 3df44bbcdc426c	-	MD5

Защита ПО РСУ СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем: разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО РСУ СИКН осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО РСУ СИКН, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО РСУ СИКН 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 РСУ СИКН для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО РСУ СИКН 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 РСУ СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики РСУ СИКН приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Основные метрологические и технические характеристики РСУ СИКН

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	1 рабочая
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 500 до 4500
Диапазон плотности при температуре измеряемой среды 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	От 830 до 900
Диапазон кинематической вязкости в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с	От 4,5 до 60
Рабочее давление измеряемой среды в РСУ СИКН, МПа	2,07
Максимальное допустимое давление измеряемой среды в РСУ СИКН, МПа	4,0
Диапазон температуры, °С	От минус 8 до плюс 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/ дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, мм рт. ст.	500
Массовая доля серы, %, не более	3,5
Массовая доля парафина, %, не более	7,0
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ , не более	100
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ , не более	100
Пределы допускаемой относительной погрешности РСУ СИКН при измерении расхода и массы брутто нефти, %	± 0,5
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы РСУ СИКН	Периодический
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока, В	380, 3-х фазное, 50 Гц 220±22, однофазное, 50 Гц
Климатические условия эксплуатации РСУ СИКН:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 20 до плюс 50
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование РСУ СИКН, °С	От плюс 5 до плюс 25
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование РСУ СИКН, %	От 45 до 80
– относительная влажность окружающего воздуха, %	От 45 до 80
– атмосферное давление, кПа	От 84 до 106

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

– Система измерений количества и показателей качества нефти на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-II). ППН «СМНП Козьмино». Резервная схема учета, 1 шт., заводской № 2012-002;

– Руководство по эксплуатации РСУ СИКН А-10.6.10/ДСД/0887-10.РЭ;

– «Инструкция. ГСИ. Резервная схема учета системы измерений количества и показателей качества нефти на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-II). ППН «СМНП Козьмино». Методика поверки» МП 0049-14-2013.

Поверка

осуществляется по документу МП 0049-14-2013 «Инструкция. ГСИ. Резервная схема учета системы измерений количества и показателей качества нефти на объекте «Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» участок НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» (ВСТО-II). ППН «СМНП Козьмино». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 25 марта 2013 г.

Основные средства поверки:

– установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, диапазон расхода рабочей среды от 210 до 2100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 % при поверке с применением эталонных мерников 1-го разряда;

– калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 20 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С;

– устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10⁻⁴ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10⁸ имп.;

– калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений;

– установка пикнометрическая переносная, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ± 0,10 кг/м³ в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м³;

– рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 %.

Допускается применять другие средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным выше.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на базе ультразвукового расходомера на ППН СМНП «КОЗЬМИНО» трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан» (свидетельство об аттестации МВИ № 01.00257-2008/30006-12 от 29 октября 2012 г., номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.14130).

Нормативные документы, устанавливающие требования к РСУ СИКН

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

2 ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений – осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Аргоси» (ЗАО «Аргоси»)

Юридический адрес: Россия, 301087, Тульская обл., Чернский район, пос. Воропаевский.

Почтовый адрес: Россия, 115054, г. Москва, Стремянный переулк, д. 38.

Тел./факс: 8 (495) 544-11-35, 8 (495) 544-11-36

Испытательный центр

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

Регистрационный номер 30006-09.

Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7а.

Тел. +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32, e-mail: office@vniir.org.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

« ____ » _____ 2013 г.