



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.138.A № 46950

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерительная количества и параметров нефти сырой УПСВ
"Пиненковская"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **01**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Метрология и автоматизация", г. Самара

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **50226-12**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 50226-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **26 июня 2012 г. № 443**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 005254

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная количества и параметров нефти сырой УПСВ «Пиненковская»

Назначение средства измерений

Система измерительная количества и параметров нефти сырой УПСВ «Пиненковская», (далее – СИКНС), предназначена для автоматизированного определения количества и параметров нефти сырой при ведении оперативного учета сырой нефти, перекачиваемой с объекта УПСВ «Пиненковская» ЦПНГ №7 ОАО «Самаранефтегаз».

Описание средства измерений

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефти сырой в трубопроводе по ГОСТ Р 8.615-2005 с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее - СРМ). Принцип действия СИКНС заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее - СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от преобразователей массы, давления, температуры, влагосодержания.

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

В состав СИКНС входят:

- входной (Ду 150/100) и выходной (100/150) коллекторы;
- блок фильтров (далее - БФ);
- блок измерительных линий (далее - БИЛ): рабочая (Ду 100), контрольно-резервная измерительные линии (Ду 100 мм.);
- пробозаборное устройство;
- узел подключения передвижной поверочной установки (далее - ППУ);
- узел подключения поточного плотномера;
- узел подключения пикнометрической установки;
- узел подключения рабочего влагомера;
- система обработки информации (далее - СОИ).

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы и массового расхода нефти сырой, проходящей через БИЛ, прямым динамическим методом в рабочих диапазонах расхода, температуры и давления нефти сырой;
- дистанционное и местное измерение температуры и давления нефти сырой;
- автоматический контроль метрологических характеристик рабочего СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- защиту оборудования и средств измерений от механических примесей;
- ручной и автоматический отбор объединенной пробы;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС (комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»)) обеспечивает реализацию функций СИКНС. ПО СИКНС 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 СИКНС. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса).

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем: разграничением прав пользователей, деления, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ИВК «Октопус-Л»	МС 200.00.ХХ.00-09АВ	Окт-Л.ХХ	CFF9	CRC32

Цифровые идентификаторы ПО СИКНС приведены в свидетельстве о метрологической аттестации программного обеспечения (программы)..

ПО СИКНС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем разграничения прав доступа (четырёх уровневая система доступа и система паролей). Доступ к метрологически значимой части ПО СИКНС для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СИКНС 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 СИКНС имеет уровень защиты «С», в соответствии с МИ 3286-2010.

Состав СИКНС указан в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1	Манометр показывающий для точных измерений МПЗ-У	7	10135-10
2	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	3	303-91
Блок фильтров			
1	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	2	14061-10
Блок измерительных линий			
Измерительная линия №1			
1	Счетчик расходомер массовый Micro Motion мод. CMF 300	1	45115-10
2	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
3	Преобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления 65	1	14683-09 22257-05
Измерительная линия №2			
1	Счетчик расходомер массовый Micro Motion мод. CMF 300	1	45115-10
2	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
3	Преобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления 65	1	14683-09 22257-05
Блок измерения качества			
1	Влагомер поточный УДВН-1пм2»	1	14557-10
2	Счетчик нефти турбинный МИГ-32ш	1	26776-08
3	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
4	Преобразователь измерительный 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления 65	1	14683-09 22257-05
8	Пробоотборник нефти ручной Стандарт-Р.	1	-

№ п/п	Наименование СИ	Количество	Госреестр №
СОИ			
1	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L»)	1	43239-09
3	АРМ оператора на базе ПО «RATE»	1	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические (в том числе показатели точности) и технические характеристики СИКНС приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	СИКНС
Рабочая среда	нефть сырая
Диапазон изменения массового расхода нефти сырой через БИЛ, т/ч	от 13,0 до 230
Диапазон изменения объемного расхода нефти сырой через БИК, м ³ /ч	от 1,6 до 8,0
Диапазон изменения избыточного давления нефти сырой, МПа на входе в СИКНС на выходе из СИКНС	от 0,5 до 1,5 от 0,4 до 1,3
Диапазон изменения перепада давления, МПа	от 0,01 до 0,1
Диапазон изменения температуры нефти, °С	от 25 до 50
Режим работы СИКНС	непрерывный
Физико-химические свойства нефти: - плотность, кг/м ³ - вязкость динамическая, не более, МПа•с - объемная доля воды, не более, % - массовая доля механических примесей, % - массовая доля парафина, % - концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - объемная доля свободного газа	от 780 до 790 1,795 10 от 0,004 до 0,008 от 2 до 3 от 50 до 150 от 2 до 10
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС измерений массы (массового расхода) нетто нефти при измерении содержания объемной доли воды в сырой нефти с помощью поточного влагомера, не более, %	±0,6
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКНС измерений массы (массового расхода) нетто нефти при измерении содержания объемной доли воды в сырой нефти в химико-аналитической лаборатории, %: при содержании объемной доли воды в сырой нефти до 8%, не более при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 8 до 10%, не более,	±1,0 ±3,3
Условия эксплуатации СИКНС: -температура окружающей среды, °С в месте установки СИ БИК, БИЛ, в месте установки БФ в месте установки СОИ -относительная влажность, % -атмосферное давление, кПа	от 10 до 30 от минус 40 до 38 от 20 до 25 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Параметры электропитания: - напряжение, В: силовое оборудование технические средства СОИ - частота, Гц	380(+10%, -15%) 220(+10%, -15%) 50

Наименование	СИКНС
Потребляемая мощность, Вт, не более	10000
Габаритные размеры, мм: - блок-бокс СИКНС - рама БФ	7000x3000x2900 2900x4600
Масса, кг, не более: - блок-бокс СИКНС - рама БФ	10000 1000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Средства измерения входящие в состав СИКНС обеспечивают взрывозащиту по ГОСТ Р 51330.10 «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ib».

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку «Система измерительная количества и параметров нефти сырой УПСВ «Пиненковская», методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС соответствует таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Количество
Система измерительная количества и параметров нефти сырой УПСВ «Пиненковская», зав. №01 В комплект поставки входят: Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»), первичные и промежуточные измерительные преобразователи, кабельные линии связи, сетевое оборудование.	1 шт.
Система измерительная количества и параметров нефти сырой УПСВ «Пиненковская». Паспорт	1 экз.
Система измерительная количества и параметров нефти сырой УПСВ «Пиненковская». Инструкция по эксплуатации.	1 экз.
Система измерительная количества и параметров нефти сырой УПСВ «Пиненковская». Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 50226-12 «Система измерительная количества и параметров нефти сырой УПСВ «Пиненковская». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «СТП» 10.02.2012.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

Калибратор многофункциональный модели МС5-Р. Диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02 \%$ показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения частотных сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения $\pm 0,01 \%$

Сведения о методиках (методах) измерений

«Рекомендация. ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на дожимной нефтенасосной станции с установкой предварительного сброса пластовой воды на Пиненковском месторождении ОАО «Самаранефтегаз», аттестованная ГЦИ СИ ООО «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 480-214-01.00270-2011

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной количества и параметров нефти сырой УПСВ «Пиненковская»

ГОСТ Р 51330.10 – 99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь «i»».

ГОСТ Р 8.615 - 2005 «ГСИ Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа».

ГОСТ Р 8.596 – 2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ Р 8.625 – 2006 «ГСИ. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний».

ГОСТ 2517 – 85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление государственных учетных операций.

Изготовитель

ООО «Метрология и автоматизация», 443013, г. Самара, ул, Киевская, 5А.
Телефон/факс: (846) 247-89-19, e-mail: ma@ma-samara.ru

Заявитель

ОАО «Самаранефтегаз», 443071, г. Самара, Октябрьский район, Волжский проспект, д. 50, тел: (846) 333-02-32, факс: (846) 333-45-08, e-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «СТП». Регистрационный номер №30138-09. Республика Татарстан, 420029, г. Казань, ул. Сибирский тракт 34, корп. 013, офис 306, тел.(843)214-20-98, факс (843)227-40-10, e-mail: office@ooostp.ru, <http://www.ooostp.ru>

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«___» _____ 2012 г.