

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «ИНК»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «ИНК» (далее - СИКН) предназначена для измерения массы брутто товарной нефти (далее – нефти), показателей качества нефти и определения массы нетто нефти при ведении учетно-расчетных операций между предприятием-поставщиком ООО «Иркутская нефтяная компания» и предприятием-получателем ООО «Транснефть-Восток» ОАО «АК «Транснефть».

Описание средства измерений

СИКН реализует прямой метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее - СРМ). Принцип действия СИКН 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, плотности, влагосодержания.

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

В состав СИКН входят:

- входной и выходной коллекторы (Ду 250 мм);
- блок фильтров (БФ);
- блок измерительных линий (БИЛ): 2 рабочие измерительные линии (Ду 150 мм), контрольно-резервная измерительная линия (Ду 150 мм);
- блок измерений показателей качества (БИК);
- стационарная трубопоршневая поверочная установка (ТПУ);
- узел подключения передвижной поверочной установки;
- система обработки информации (СОИ).

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы и массового расхода нефти, проходящей через БИЛ, прямым динамическим методом в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры нефти;
- автоматический контроль метрологических характеристик рабочих СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- автоматический контроль метрологических характеристик рабочих СРМ и контрольно-резервного СРМ по ТПУ;
- защиту оборудования и средств измерений от механических примесей;
- отбор пробы в БИК;
- измерение плотности и влагосодержания нефти;
- определение наличия свободного газа в нефти;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (Контроллер измерительный FloBoss S600) обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологически значимая часть ПО СИКН хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО СИКН.

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

Таблица 1. Идентификационные данные контроллера FloBoss S600 (SN:18359569)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	25_05_2012_irkutsk
Номер версии (идентификационный номер ПО)	391
Цифровой идентификатор ПО	0ec3
Цифровой идентификатор конфигурации ПО	CRC 16

Таблица 2. Идентификационные данные контроллера FloBoss S600 (SN:18359570)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	25_05_2012_irkutsk
Номер версии (идентификационный номер ПО)	391
Цифровой идентификатор ПО	20e1
Цифровой идентификатор конфигурации ПО	CRC 16

Идентификация ПО СИКН осуществляется путем отображения на экране контроллеров FloBoss S600 структуры идентификационных данных. Часть этой структуры представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму).

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к метрологически значимой части ПО СИКН для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СИКН 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. Шкафы, в которых установлены контроллеры FloBoss S600 опечатаны. ПО СИКН имеет уровень защиты «высокий».

Средства измерений, а так же другие технические средства в составе СИКН:

Таблица 2

№ п/п	Наименование СИ	Кол-во, шт.	Номер в реестре
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	21	26803-11
2	Термометр лабораторный стеклянный с взаимозаменяемыми конусами	7	4661-91
Входной коллектор (Ду 250)			
1	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
Выходной коллектор (Ду 250)			
1	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG	1	14061-10

№ п/п	Наименование СИ	Кол-во, шт.	Номер в реестре
2	Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	1	39539-08
БФ			
1	Преобразователь перепада давления измерительный 3051 CD	3	14061-10
БИЛ			
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 400M	3	45115-10
2	Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	3	39539-08
3	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG	3	14061-10
БИК			
1	Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	1	39539-08
2	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
3	Преобразователь перепада давления измерительный 3051 CD	1	14061-10
4	Преобразователь плотности жидкости мод.7835	2	15644-06
5	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	2	14557-10
6	Прибор УОСГ-100СКП	1	16776-11
7	Расходомер UFM 3030	1	48218-11
8	Автоматический пробоотборник КТС «Стандарт-А»	2	
9	Пробоотборник для ручного отбора КТС «Стандарт-Р»	1	
ТПУ			
1	Установка поверочная трубопоршневая стационарная «ОЗНА-Прувер С 280-0,05»	1	31455-06
2	Датчик температуры 3144Р в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	2	39539-08
3	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG	2	14061-10
СОИ			
1	Контроллер измерительный FloBoss S600	2	38623-11
2	Барьеры искробезопасности БИА-101	12	32483-09
3	Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	2	22153-08
4	Операторские станции на базе компьютера со SCADA-системой фирмы Siemens	2	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3

Наименование	СИКН
Рабочая среда	нефть товарная по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерения массового расхода нефти через каждую измерительную линию БИЛ, т/ч	от 70 до 275
Максимальный массовый расход нефти через СИКН (при включении в работу контрольно-измерительной линии), т/ч	690
Диапазон измерения объемного расхода нефти через БИК, м ³ /ч	от 2,1 до 6
Диапазон измерения избыточного давления нефти, МПа	от 1,5 до 4,33
Диапазон измерения температуры нефти, °С	от 1 до 30

Наименование	СИКН
Физико-химические свойства нефти: - плотность при температуре 20 °С, кг/м ³ - вязкость кинематическая при температуре 20 °С, сСт - массовая доля воды, % - массовая доля механических примесей, %, не более - концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - объемная доля свободного газа - давление насыщенных паров, мм рт. ст.	от 760 до 860 от 3 до 25 от 0,03 до 0,5 0,05 100 отсутствует от 200 до 500
Пределы относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) брутто нефти, %	± 0,25
Пределы относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) нетто нефти, %	± 0,35
Условия эксплуатации СИ СИКН: -температура окружающей среды, °С в месте установки СИ БФ, БИК, БИЛ и ТПУ в месте установки СОИ -относительная влажность, % -атмосферное давление, кПа	от 10 до 35 от 15 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
Потребляемая мощность, Вт, не более	40698
Габаритные размеры блок-боксов СИКН, мм, длина×ширина×высота - блок-бокс БФ, БИЛ и БИК - блок-бокс ТПУ	12000×5600×3700 10000×3200×3000
Масса, кг, не более: - блок-бокс БФ, БИЛ и БИК - блок-бокс ТПУ	30000 10000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, установленную на блок-боксе БФ, БИЛ и БИК, методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «ИНК», зав.№878-10 В комплект поставки входят: Контроллеры измерительные FloBoss S600, операторские станции на базе компьютера со SCADA-системой фирмы Siemens, первичные и промежуточные измерительные преобразователи, кабельные линии связи, сетевое оборудование.	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «ИНК». Паспорт	1 экз.

Наименование	Количество
МП 119-30151-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «ИНК». Методика поверки»	1 экз.

Поверка

осуществляется в соответствии с МП 119-30151-2014 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «ИНК». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 3 октября 2014 года.

Основные средства поверки:

- средства измерений в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных и промежуточных измерительных преобразователей;

- калибратор многофункциональный модели МСХ-R, диапазон воспроизведения токовых сигналов от 0 до 25 мА, точность $\pm (0,02\% \text{ показаний} + 1,5 \text{ мкА})$, диапазон воспроизведения сигналов напряжения $\pm 12 \text{ В}$, точность $\pm (0,02\% \text{ показаний} + 0,1 \text{ мВ})$, диапазон воспроизведения сопротивления от 1 до 4000 Ом, точность $\pm 0,04\% \text{ показаний}$, но не менее $\pm 30 \text{ мОм}$;

- термометры лабораторные стеклянные с взаимозаменяемыми конусами типа КШ 14/23 по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от -5 до $30 \text{ }^\circ\text{C}$, цена деления $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «Иркутская нефтяная компания», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений №36-68-01.00270-2012.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «ИНК»

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

ГОСТ Р 51858–2002 ГСИ. Нефть. Общие технические условия

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

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

ГОСТ 2517–12 ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 28498–90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие требования. Методы испытаний.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– при выполнении государственных учетных операций и учете количества энергетических ресурсов;

– при осуществлении торговли.

Заявитель

ООО «Иркутская нефтяная компания»,

Иркутская область, 664025, г. Иркутск, ул. Российская, 12,

Телефон: (3952)211-352

Факс: (3952)211-353

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»
420107, г. Казань, ул. Петербургская, 50, корп. 5
тел. (843)214-20-98, факс (843)227-40-10

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» по
проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30151-11 от
01.10.2011 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2015 г.