

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №1515 на ПСП «Марковское» ООО «ИНК»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №1515 на ПСП «Марковское» ООО «ИНК» 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

Система измерений количества и показателей качества нефти №1515 на ПСП «Марковское» ООО «ИНК» (далее - СИКН) реализует прямой метод динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых. 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 и вязкости.

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 (далее - БИЛ): 2 рабочие измерительные линии (Ду 150 мм), контрольно-резервная измерительная линия (Ду 150 мм);
 - блок измерений показателей качества (далее - БИК);
 - стационарная поверочная установка (далее - ПУ);
 - поверочный стенд на базе мерника;
 - система обработки информации (далее - СОИ);
 - автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора).
- Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:
- автоматическое измерение массы брутто нефти, проходящей через БИЛ, прямым динамическим методом в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, влагосодержания и кинематической вязкости нефти;
 - автоматическое измерение давления, температуры, плотности, объемной доли воды и кинематической вязкости нефти;
 - местное измерение давления и температуры нефти;
 - автоматизированное вычисление массы нетто нефти, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории;
 - поверку стационарной поверочной установки с помощью стенда поверки ПУ на базе мерника металлического эталонного 1-го разряда М1р-60;

- автоматизированную поверку и контроль метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых в составе СИКН с помощью ПУ;
- автоматизированный контроль метрологических характеристик рабочих счетчиков-расходомеров массовых по контрольно-резервному счетчику-расходомеру массовому;
- защиту оборудования и средств измерений от механических примесей;
- автоматический и ручной отбор пробы в БИК;
- определение наличия свободного газа в нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа..

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН реализованное поэлементно в контроллерах измерительных FloBoss S600, в контроллерах программируемых SIMATIC S7-400 и на АРМ оператора, 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	202_psp
Номер версии (идентификационный номер ПО)	272
Цифровой идентификатор ПО	deb0
Метод определения цифрового идентификатора ПО	CRC 16

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	202_psp
Номер версии (идентификационный номер ПО)	272
Цифровой идентификатор ПО	deb0
Метод определения цифрового идентификатора ПО	CRC 16

Таблица 3. Идентификационные данные АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	KMX.xlsm	Poverka.xlsm
Цифровой идентификатор ПО	D5236E1A	8FEC4E19
Метод определения цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Таблица 4. Идентификационные данные контроллера программируемого Simatic S7-400

№ п/п	Идентификационное наименование ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Другие идентификационные данные
1	0000015d.SCL	E682185A ¹⁾	FLOBOSS1_RCV1
2	0000015e.SCL		FLOBOSS1_RCV2_1
3	0000015f.SCL		FLOBOSS1_RCV2_2
4	00000160.SCL		FLOBOSS1_RCV3_1
5	00000161.SCL		FLOBOSS1_RCV3_2
6	00000162.SCL		FLOBOSS1_RCV4
7	00000163.SCL		FLOBOSS1_RCV5
8	00000164.SCL		FLOBOSS1_RCV6
9	00000172.SCL		FLOBOSS1_RCV7
10	00000172.SCL		FLOBOSS1_RCV8
11	0000027e.SCL		FLOBOSS1_RCV9
12	000002b9.SCL		FLOBOSS1_RCV10
13	000002bb.SCL		FLOBOSS1_RCV11
14	000002ba.SCL		FLOBOSS1_RCV12
Примечание: ¹⁾ – цифровой идентификатор ПО контроллера программируемого Simatic S7-400 определяется для группы из четырнадцати файлов конфигурации			

Идентификация ПО СИКН осуществляется путем отображения на экране контроллеров FloBoss S600 и АРМ оператора 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».

Таблица 5 - Средства измерений, а так же другие технические средства в составе СИКН

№ п/п	Наименование СИ	Кол-во, шт.	Номер в реестре
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	19	26803-11
2	Термометр лабораторный стеклянный с взаимозаменяемыми конусами	6	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
2	Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	1	39539-08

№ п/п	Наименование СИ	Кол-во, шт.	Номер в реестре
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	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	2	15642-06
6	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	2	14557-05
7	Прибор УОСГ-100СКП	1	16776-06
8	Расходомер UFM 3030	1	32562-09
9	Автоматический пробоотборник КТС «Стандарт-А»	2	-
10	Пробоотборник для ручного отбора КТС «Стандарт-Р»	1	-
Блок поверочной установки			
1	Установка поверочная СР	1	27778-09
2	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Dy 6	1	16128-10
3	Датчик температуры 3144Р в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	1	39539-08
4	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG,	1	14061-10
5	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	1	26803-11
Стенд поверки ПУ			
1	Мерник металлический эталонный 1-го разряда М1р-60, номинальная вместимость при температуре 20 °С 60 дм ³ , пределы относительной погрешности при температуре 20 °С не более ±0,02 %.	1	59670-15
2	Термометр стеклянный ртутный для точных измерений	2	2850-04
3	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	3	303-91
СОИ			
1	Контроллер измерительный FloBoss S600	2	38623-08
2	Барьеры искробезопасности БИА-101	12	32483-09
3	Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	4	22153-08
4	Контроллер программируемый SIMATIC S7-400	2	15773-06
4	Операторские станции на базе компьютера со SCADA-системой фирмы Siemens	2	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики СИКН приведены в таблице 6.

Таблица 6

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 5 до 30
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 - содержание парафина, %, не более - объемная доля свободного газа - давление насыщенных паров, мм рт. ст. ¹⁾	от 760 до 860 от 3 до 25 от 0,03 до 0,5 0,05 100 6,0 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 ПУ 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
Габаритные размеры блок-боксов СИКН, мм, длина×ширина×высота - блок-бокс БФ, БИЛ и БИК - блок-бокс ПУ	12000×5600×3700 11000×3100×3310
Масса, кг, не более: - блок-бокс БФ, БИЛ и БИК - блок-бокс ПУ	30000 20000
Потребляемая мощность, Вт, не более	38318
Средний срок службы, лет, не менее	10
¹⁾ При максимальной температуре нефти	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, установленную на блок-боксах БИЛ и ПУ, методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №1515 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 №1515 на ПСП «Марковское» ООО «ИНК». Паспорт	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти №1515 на ПСП «Марковское» ООО «ИНК». Руководство по эксплуатации	1 экз.
МП 173-30151-2014 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №1515 на ПСП «Марковское» ООО «ИНК». Методика поверки»	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 173-30151-2015 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №1515 на ПСП «Марковское» ООО «ИНК». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 27 апреля 2015 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных и промежуточных измерительных преобразователей;
- калибратор многофункциональный модели МСХ-Р, 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 °С, цена деления 0,1 °С.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. ГСИ. Расход и масса нефти. Методика измерений массы нефти системой измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «Иркутская нефтяная компания», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений №166-350-01.00328-2014.

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

1. ГОСТ Р 51330.10–99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь «i»
2. ГОСТ Р 51858–2002 ГСИ. Нефть. Общие технические условия
3. ГОСТ Р 8.595–2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

4. ГОСТ Р 8.596–2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
5. ГОСТ 2517–12 ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб
6. ГОСТ 28498–90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие требования. Методы испытаний.

Изготовитель

ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ».
ИНН 1660002574
Республика Татарстан, 420029, г. Казань, ул. Пионерская, 17
тел.(843)212-50-10

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

С.С. Голубев

М.п.

«__»_____2015 г.