

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №1017 ПСП товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №1017 ПСП товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ» предназначена для измерения массы брутто товарной нефти (далее – нефти), показателей качества нефти и определения массы нетто нефти при ведении приемо-сдаточных операций между сдающим предприятием ООО «Транснефть-Дальний Восток» и принимающим предприятием АО «ННК-Хабаровский НПЗ».

Описание средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №1017 ПСП товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ» (далее - СИКН) реализует косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти с помощью преобразователей объемного расхода. 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 объемного расхода, 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 (Ди 250 мм);
- блок измерительных линий (далее - БИЛ): 3 рабочие измерительные линии (Ди 150 мм), контрольно-резервная измерительная линия (Ди 150 мм);
- блок измерений показателей качества (далее - БИК);
- стационарная трубопоршневая поверочная установка (далее - ТПУ);
- поверочная установка трубопоршневой поверочной установки на базе эталонного мерника (далее –ПУ ТПУ)
- система обработки информации;
- автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора).

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти, проходящей через БИЛ, косвенным методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, влагосодержания и вязкости нефти;
- автоматическое измерение давления, температуры, плотности, объемной доли воды и 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 трубопоршневой поверочной установки с помощью эталонной поверочной установки на базе мерника металлического эталонного 1-го разряда;
- автоматизированную поверку и контроль метрологических характеристик

преобразователей объемного расхода в составе СИКН с помощью ТПУ;

- автоматизированный контроль метрологических характеристик рабочих преобразователей объемного расхода по контрольно-резервному преобразователю объемного расхода;

- автоматический и ручной отбор пробы в БИК;
- сбор нефти из оборудования и трубопроводов в дренажные емкости;
- защиту оборудования и средств измерений от механических примесей;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и вычислений, формирование отчетов, протоколов, актов.

Средства измерений (далее - СИ), а так же другие технические средства в составе СИКН, указаны в таблице 1. Знак поверки СИКН наносится на свидетельство о поверке.

Таблица 1 – Состав СИКН

№ п/п	Наименование СИ	Кол-во, шт.	Номер в реестре
Приборы контрольно-измерительные показывающие			
1	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	27	26803-11
2	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	25	303-91
Входной коллектор (Ду 250)			
1	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
Выходной коллектор (Ду 250)			
1	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
2	Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	1	39539-08
БИЛ			
1	Преобразователь расхода жидкости турбинный TZN CUS в комплекте со струевыпрямителем	4	46057-11
2	Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	4	39539-08
3	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	4	14061-10
4	Преобразователь давления измерительный 3051 CD	4	14061-10
БИК			
1	Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	5	39539-08
2	Преобразователь давления измерительный 3051 TG	1	14061-10
3	Преобразователь давления измерительный 3051 CD	4	14061-10
4	Преобразователь плотности жидкости мод.7835	2	52638-13
5	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7827	2	15642-06
6	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	2	14557-10
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 трубопоршневая поверочная двунаправленная	1	20054-12
2	Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	2	39539-08
3	Преобразователь давления измерительный 3051 TG,	1	14061-10

№ п/п	Наименование СИ	Кол-во, шт.	Номер в реестре
ПУ ТПУ			
1	Мерник металлический эталонный 1-го разряда серии «J»	1	44080-10
СОИ			
1	Контроллер измерительный FloBoss S600+	2	38623-11
2	Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К	16	22153-08
3	Система измерительно-управляющая ExregionPKS	2	17339-12
4	Операторские станции на базе компьютера со SCADA-системой Honeywell	2	-

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН реализованное поэлементно в контроллерах измерительных FloBoss S600+ 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.

Идентификационные данные ПО СИКН представлены в таблицах 2 – 6.

Таблица 2 - Идентификационные данные контроллера FloBoss S600+ (зав. №: 20028781)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер ПО)	06.13
Цифровой идентификатор ПО	9935
Метод определения цифрового идентификатора ПО	CRC-16

Таблица 3 - Идентификационные данные контроллера FloBoss S600+ (зав. №: 20027996)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер ПО)	06.13
Цифровой идентификатор ПО	9935
Метод определения цифрового идентификатора ПО	CRC-16

Таблица 4 - Идентификационные данные АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Akt.xlsm
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Microsoft Office Excel 2010
Цифровой идентификатор ПО	44187f9c5aaf9579b9deae1fd84ab42c
Метод определения цифрового идентификатора ПО	MD-5

Таблица 5 - Идентификационные данные АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Akt_partiya.xlsm
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Microsoft Office Excel 2010
Цифровой идентификатор ПО	0f6aca9fa9860a5ee332380122cc2931
Метод определения цифрового идентификатора ПО	MD-5

Таблица 6 - Идентификационные данные АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Passport.xlsm
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Microsoft Office Excel 2010
Цифровой идентификатор ПО	97e4915628be51be741841f157f2b460
Метод определения цифрового идентификатора ПО	MD-5

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».

Метрологические и технические характеристики СИКН приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Метрологические и технические характеристики СИКН

Наименование	Значение характеристики
Рабочая среда	нефть товарная по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерения объемного расхода нефти через СИКН, м ³ /ч	от 220 до 1100
Диапазон измерения избыточного давления нефти, кПа	от 400 до 1600
Диапазон измерения температуры нефти, °С	от минус 2,9 до плюс 35
Диапазон измерения объемного расхода нефти через БИК, м ³ /ч	от 3,2 до 7,25
Физико-химические свойства нефти:	
- плотность, кг/м ³	от 830 до 860,5
- вязкость кинематическая, сСт	от 7,1 до 38,1
- массовая доля воды, %, не более	1,0
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
- концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
- содержание парафина, %, не более	6,0
- массовая доля сероводорода, млн.-1 (ppm), не более	20
- объемная доля свободного газа	отсутствует
- давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более ¹⁾	66,7 (500)

Наименование	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) нетто нефти, %	$\pm 0,35$
Условия эксплуатации СИ СИКН: - температура окружающей среды, °С в месте установки СИ БИК, БИЛ, СОИ и ТПУ. в месте установки ЭПУ ТПУ для СИ, установленных в термочехлах - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от плюс 5 до плюс 30 от плюс 15 до плюс 25 от плюс 10 до плюс 20 от 30 до 95 без конденсации от 84 до 106,7
Режим работы	Непрерывный
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, 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 БИЛ - блок-бокс БИК - блок-бокс ТПУ - блок-бокс ПУ ТПУ - блок-бокс СОИ	10000;4400;3245 6000;4400;2680 10000;5000;3500 5000;4400;3500 7000;4400;3245
Масса, кг, не более: - блок-бокс БИЛ - блок-бокс БИК - блок-бокс ТПУ - блок-бокс ПУ ТПУ - блок-бокс СОИ	18000 12000 20000 14000 10000
Потребляемая мощность, Вт, не более	114030
Средний срок службы, лет, не менее	10
¹⁾ При максимальной температуре нефти	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочные таблички, установленные на блок-блоках СИКН, методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность СИКН

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №1017 ПСП товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ», зав №1673-12	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти №1017 ПСП товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ». Паспорт	1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти приемо-сдаточного пункта (ПСП) товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ»	1 экз.
МП 217-30151-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №1017 ПСП товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ». Методика поверки»	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 217-30151-2015 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №1017 ПСП товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 15 июля 2015 года.

Основные средства поверки:

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

– калибратор многофункциональный МСх-R-IS: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25мА, пределы допускаемой основной погрешности $\pm(0,02\%$ показания + 1 мкА); предел измерений количества импульсов 9999999; диапазон воспроизведения частотных сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 0,01\%$.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти приемо-сдаточного пункта (ПСП) товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО – Хабаровский НПЗ, свидетельство об аттестации методики (метода) измерений №01.00257-2008/15014-13.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти №1017 ПСП товарной нефти для объекта «Нефтепровод-отвод «ВСТО-Хабаровский НПЗ»

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

Техническая документация ЗАО НИЦ «Инкомсистем»

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.