

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» ноября 2022 г. № 2911

Регистрационный № 68435-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полюс»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полюс» (далее – СИКНС) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы и параметров сырой нефти и вычисления массы нетто сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от расходомеров массовых Promass 80F (далее – РМ), средств измерений давления, температуры, влагосодержания и плотности. СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы сырой нефти в трубопроводе с помощью РМ.

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:

- блок фильтров;
- блок измерительных линий;
- выходной коллектор;
- блок контроля качества нефти;
- узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ППУ);
- узел подключения пикнометрической установки;
- СОИ.

Блок измерительных линий включает две рабочие и одну резервно-контрольную измерительные линии с диаметром условного прохода DN 250.

Состав СОИ:

- контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – FloBoss S600+);
- шкаф СОИ;
- автоматизированное рабочее место оператора СИКНС.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

– измерение массы сырой нефти в рабочих диапазонах массового расхода, температуры, давления и плотности нефти;

- вычисление массы нетто сырой нефти;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры сырой нефти, перепада давления на фильтрах;
- измерение объемной доли воды в сырой нефти и перерасчет в массовые доли воды;
- измерение плотности сырой нефти;
- контроль метрологических характеристик рабочего РМ по контрольно-резервному РМ;
- поверка и контроль метрологических характеристик РМ по ППУ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и вычислений, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Взрывозащищенность (искробезопасность) электрических цепей СИКНС при эксплуатации достигается путем применения барьеров искрозащиты серии Н (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (далее – регистрационный номер) 40667-09).

Средства измерений и оборудование, а также другие технические средства, входящие в состав СИКНС, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование средства измерений и оборудования	Количество	Регистрационный номер
Блок фильтров		
Преобразователь давления измерительный Deltabar M PMD 55	2	41560-09
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф	4	34911-11
Блок измерительных линий		
Расходомер массовый Promass 80F	3	15201-11
Преобразователь давления измерительный Cerabar M RMP51	3	41560-09
Преобразователь измерительный серии iTEMP TMT182	3	50138-12
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	3	49519-12
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф	3	34911-11
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	3	303-91
Выходной коллектор		
Преобразователь давления измерительный Cerabar M RMP51	1	41560-09
Преобразователь измерительный серии iTEMP TMT182	1	50138-12
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	1	49519-12
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф	1	34911-11
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	1	303-91
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 3	1	303-91

Продолжение таблицы 1

Наименование средства измерений и оборудования	Количество	Регистрационный номер
Блок контроля качества нефти		
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм3 Т	1	14557-10, 14557-15
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм Т	1	14557-10
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	1	52638-13
Преобразователь давления измерительный Deltabar М РМД 55	1	41560-09
Преобразователь давления измерительный Cerabar М РМР51	1	41560-09
Преобразователь измерительный серии iTEMP TMT182	1	50138-12
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	1	49519-12
Расходомер ультразвуковой UFM 3030 К	1	45410-10
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф	1	34911-11
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	1	303-91
Прибор УОСГ-100СКП	1	16776-11
Узел подключения ППУ		
Преобразователь давления измерительный Cerabar М РМР51	2	41560-09
Преобразователь измерительный серии iTEMP TMT182	2	50138-12
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	2	49519-12
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф	2	34911-11
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	2	303-91
СОИ		
Контроллер измерительный FloBoss S600+	2	57563-14
Автоматизированное рабочее место оператора СИКНС	2	—

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящие в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006 и нанесения оттисков клейм или наклеек на эти средства измерений в соответствии с методиками их поверки.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом в инструкции по эксплуатации СИКНС.

Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС. Защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется автоматическим контролем целостности метрологически значимой части ПО, путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа. Уровень защиты ПО и измерительной информации «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО СИКНС представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	FloBoss S600+	APM оператора		
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	NGI_FLOW.dll	KMH.dll	KMH_PP.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21	0.0.1.1	1.0	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6051	92B3B72D	C2953F9D	6CF91300
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	CRC-32	CRC-32	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики СИКНС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода* сырой нефти, т/ч	от 80 до 964
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	±0,11
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении частотного сигнала измерительного канала плотности, %	±0,001
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении импульсного сигнала, импульс	±1 на 10000 импульсов
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером нефти поточным, %:	
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 2,0 % включительно**	±0,34
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 2,0 до 5,0 % включительно***	±0,37
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 5,0 до 10,0 % включительно***	±0,44
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 10,0 до 15,9 % включительно***	±0,63

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории, %:	
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 2,0 % включительно	±0,34
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 2,0 до 5,0 % включительно	±0,61
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 5,0 до 10,0 % включительно	±1,20
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 10,0 до 15,9 % включительно	±1,30
<p>* Массовый расход сырой нефти по отдельной измерительной линии должен соответствовать диапазону измерений массового расхода, на который поверен РМ.</p> <p>** При измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером нефти поточным УДВН-1пм Т или УДВН-1пмЗ Т.</p> <p>*** При измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером нефти поточным УДВН-1пмЗ Т.</p>	

Основные технические характеристики СИКНС представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сырая нефть
Температура сырой нефти, °С	от +20 до +70
Избыточное давление сырой нефти, МПа	от 0,4 до 4,0
Количество измерительных линий	3
Режим работы	непрерывный
Физико-химические свойства сырой нефти:	
– плотность сырой нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м ³	от 740 до 880
– массовая доля воды, %, не более	20
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
– содержание растворенного газа	не допускается
– содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока силового оборудования, В	380 ⁺⁵⁷ ₋₇₆
– напряжение переменного тока технических средств СОИ, В	220 ⁺²² ₋₃₃
– частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	40
Габаритные размеры, мм, не более	
а) блок-бокс:	
– длина	12000
– ширина	12000
– высота	4750
б) шкаф СОИ:	
– глубина	600
– ширина	1000
– высота	2000

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более: – блок-бокс – шкаф СОИ	20000 350
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +15 до +36 95 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта по центру типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС представлена в таблице 5.

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полюс», заводской № 353		1 экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полюс». Руководство по эксплуатации	353.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полюс». Паспорт	353.00.00.00.000 ПС	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1183-2022 «ГСИ. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2064 на ЦПС месторождения имени Р. Требса», свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-012/01-2022 (аттестат аккредитации № RA.RU.310652).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Нефтегазинжиниринг»
(ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»)
ИНН 0278093583
Адрес: 450027, г. Уфа, ул. Индустриальное шоссе, д. 55

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО Центр Метрологии «СТП»)

ИНН 1655319311

Адрес: 420107, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.