

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 89 от 23.01.2018 г.)

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 преобразователей измерительных 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 PMP51	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 PMP51	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

Наименование средства измерений и оборудования	Количество	Регистрационный номер
<b>Блок контроля качества нефти</b>		
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм3-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 ТМТ182	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 ГЛ-4 № 2	1	303-91
Прибор УОСГ-100СКП	1	16776-11
<b>Узел подключения ППУ</b>		
Преобразователь давления измерительный Cerabar М РМР51	2	41560-09
Преобразователь измерительный серии iTEMP ТМТ182	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 ГЛ-4 № 2	2	303-91
<b>СОИ</b>		
Контроллер измерительный FloBoss S600+	2	57563-14
Автоматизированное рабочее место оператора СИКНС	2	-

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение (далее - 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 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 УДВН-1пм3-Т, %:	
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 2,0 % включ.	±0,34
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти св. 2,0 до 5,0 % включ.	±0,37
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти св. 5,0 до 10,0 % включ.	±0,44
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти св. 10,0 до 15,9 % включ.	±0,63
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 % включ.	±0,34
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти св. 2,0 до 5,0 % включ.	±0,61
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти св. 5,0 до 10,0 % включ.	±1,20
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти св. 10,0 до 15,9 % включ.	±1,30

\* Массовый расход сырой нефти по отдельной измерительной линии должен соответствовать диапазону измерений массового расхода, на который поверен РМ.

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 <sup>3</sup> – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 740 до 880 20 0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более – содержание растворенного газа – содержание свободного газа	100 не допускается не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока силового оборудования, В - напряжение переменного тока технических средств СОИ, В - частота переменного тока, Гц	380 <sup>+57</sup> <sub>-76</sub> 220 <sup>+22</sup> <sub>-33</sub> 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	40
Габаритные размеры, мм, не более: а) блок-бокс: - длина - ширина - высота б) шкаф СОИ: - глубина - ширина - высота	12000 12000 4750 600 1000 2000
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.

Таблица 5 - Комплектность СИКНС

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.
Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полюс». Методика поверки. (с изменением № 1)	МП 0901/2-311229-2017	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 0901/2-311229-2017 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полюс». Методика поверки» (с изменением № 1), утвержденному ООО Центр Метрологии «СТП» 2 ноября 2017 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКНС;

- калибратор многофункциональный MC5-R-IS (регистрационный номер 22237-08), диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения  $\pm(0,02 \% \text{ показания} + 1 \text{ мкА})$ ; диапазон воспроизведения частотных сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения  $\pm 0,01 \% \text{ показания}$ ; диапазон воспроизведения последовательности импульсов от 0 до 9999999 импульсов;

- частотомер-хронометр Ф5041 (регистрационный номер 4196-74), диапазон измерений частотных сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,1 Гц до 10 МГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения  $\pm(\delta_0 + 1/(f \cdot t_{\text{изм}}))$  (где  $\delta_0$  - наибольшее допустимое значение дополнительной погрешности источника опорной частоты;  $f$  - измеряемая частотомером частота, Гц;  $t_{\text{изм}}$  - время измерения, с).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

### Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ЦПС месторождения имени Р.ТРЕБСА», регистрационный номер ФР.1.29.2016.24196 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полюс»

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, 55

Телефон: (347) 295-92-46

Факс: (347) 295-92-47

Web-сайт: <http://www.ngi-ufa.ru>

E-mail: [ngi@ngi-ufa.ru](mailto:ngi@ngi-ufa.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»

Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: [office@ooostp.ru](mailto:office@ooostp.ru)

Аттестат аккредитации ООО Центр Метрологии «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.