

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 566  
ПСП «Талаканское» ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 566 ПСП «Талаканское» ОАО «Верхнечонскнефтегаз», зав. №1 (далее – СИКН) предназначена для автоматизированного определения количества нефти и показателей качества при ведении коммерческого учета товарной нефти, поступающей от ПСП «Талаканское» ОАО «Верхнечонскнефтегаз» и подлежащей сдаче в магистральный трубопровод «ВСТО» ООО «Востокнефтепровод» 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:

- блок фильтров (далее – БФ);
- блок измерительных линий (далее – БИЛ, состоящий из двух блоков БИЛ1 и БИЛ2);
- блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- устройство пробозаборное (далее – УП);
- блока поверочной установки (далее – ПУ)
- системы обработки информации (далее – 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 компакт-пруверу;
- 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 (далее – ПО)

ПО СИКН (Контроллер измерительный FloBoss S600 и программируемый логический контроллер Allen Bradley SLC-500) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Первая 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. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса).

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

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО СИКН Floboss (SN:17417579)	88E99652,67A5-A1EA-E	5.42	d841-00000	CRC 32
ПО СИКН Floboss (SN: 17417443)	88E99652,67A5-A1EA-E	5.42	d841-00000	CRC 32

Идентификация ПО СИКН осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО СИКН, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

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) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. ПО СИКН имеет уровень защиты С по МИ 3286-2010

Средства измерений и их основные технические характеристики, а так же другие технические средства в составе СИКН соответствуют Таблице 2

Таблица 2

№п/п	Наименование СИ и технических средств	Кол-во, шт.	Номер в реестре
1	2	3	4
<b>Приборы контрольно-измерительные показывающие</b>			
1	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ	12	26803-06
2	Манометры технические МП-3-Уф, ТМ5, МПЗ-УУ2, МП4-УУ2, МП4-Уф	18	25913-08 27227-05 10135-05
3	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4,	11	303-91
<b>БФ</b>			
1	Преобразователь перепада давления измерительный 3051 CD	3	14061-04
<b>БИЛ</b>			
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели DS600,	3	13425-06
2	Преобразователь измерительный 644(Pt100 по ГОСТ Р 8.625)	3	14683-04
3	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG,	4	14061-04

1	2	3	4
<b>БИК</b>			
1	Преобразователь измерительный 644, (Pt100 по ГОСТ Р 8.625)	2	14683-04
2	Преобразователь избыточного давления измерительный 3051 TG,	2	14061-04
3	Преобразователь плотности жидкости мод. 7835	1	15644-06
4	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм,	2	14557-05
5	Прибор УОСГ-100СКП,	1	16776-06
6	Расходомер UFM 3030,	2	13897-03
7	Термостатируемый цилиндр для измерения нефти ареометром	1	
8	Автоматический пробоотборник КТС «Стандарт-А»	2	
9	Пробоотборник для ручного отбора с диспергатором «Стандарт-Р»	1	
<b>ПУ</b>			
1	Компакт-прувер 18" фирмы «Daniel» в комплекте с компаратором	1	27778-04
<b>Блок поверочной установки</b>			
	Турбинный расходомер МИГ-32Ш-16	1	26776-04
	Мерник эталонный М1Р-120 I разряда	1	23700-02
	Ёмкость-хранилище для воды, объёмом 1,2м <sup>3</sup>	1	
<b>СОИ</b>			
1	Контроллер измерительный FloBoss S600	2	38623-08
2	Программируемый логический контроллер Allen Bradley SLC-500	1	15652-04
3	Барьеры искробезопасности серии Z фирмы Pepperl+Fuchs GmbH, Германия, мод μZ680+	27	22152-07
4	Операторские станции на базе компьютера Pentium IV	2	

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические (в том числе показатели точности) и технические характеристики СИКН приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	СИКН
Рабочая среда	нефть товарная по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон массового расхода нефти через БИЛ, т/ч	от 100,00 до 1244,00
Диапазон объемного расхода нефти через БИК, м <sup>3</sup> /ч	от 0,9 до 10,0
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,2 до 1,13
Диапазон температуры нефти, °C	от 5 до 30
Физико-химические свойства нефти: - плотность нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м <sup>3</sup> - вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, сСт - массовая доля воды, % - массовая доля механических примесей, %, не более - концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более - объемная доля свободного газа - давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.)	от 830 до 870 от 10 до 40 до 0,5 0,05 100 отсутствует от 32 (265) до 66,7 (500)
Пределы относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) брутто нефти, %	± 0,25

Наименование	СИКН
Пределы относительной погрешности СИКН при измерении массы (массового расхода) нетто нефти, %	± 0,35
Условия эксплуатации СИ СИКН: -температура окружающей среды, °C в месте установки СИ БФ, БИЛ и ПУ в месте установки СОИ, БИК -относительная влажность, % -атмосферное давление, кПа	от 5 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	110 940
Габаритные размеры блок-боксов СИКН, мм, дли-на×ширина×высота	
- блок-бокс БФ	6800×4960×3500
- блок-бокс БИЛ	12000×6000×3500
- блок-бокс БИК	12000×2800×3500
- блок-бокс ПУ	12000×3000×3100
Масса, кг, не более:	
- блок-бокс БФ	23500
- блок-бокс БИЛ	39900
- блок-бокс БИК	17600
- блок-бокс ПУ	22000
Средний срок службы, лет, не менее	10

#### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на маркировочную табличку «Система измерений количества и показателей качества нефти № 566 ПСП «Талаканское» ОАО «Верхнечонскнефтегаз», методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом в левом верхнем углу.

#### Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН соответствует таблице 4.

Таблица 4

№ п/п	Наименование	Кол-во
1	Система измерений количества и показателей качества нефти №566 ПСП «Талаканское» ОАО «Верхнечонскнефтегаз», зав.№1 В комплект поставки входят: Контроллер измерительный FloBoss S600 и программируемый логический контроллер Allen Bradley SLC-500, операторские станции на базе компьютера Pentium IV, первичные и промежуточные измерительные преобразователи, кабельные линии связи, сетевое оборудование.	1 экз.
2	Система измерений количества и показателей качества нефти №566 ПСП «Талаканское» ОАО «Верхнечонскнефтегаз». Паспорт	1 экз.
3	Инструкция. ГСОЕИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №566 ПСП «Талаканское» ОАО «Верхнечонскнефтегаз». Методика поверки	1 экз.

## **Проверка**

осуществляется по документу МП 47979-11 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №566 ПСП «Талаканское» ОАО «Верхнечонскнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 29.04.2011 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных и промежуточных измерительных преобразователей;
- установка поверочная СР фирмы «Emerson Process Management/Daniel Measurement and Control Inc.» с диапазоном измерений: 79,4 до 794 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности:
  - при поверке объемных расходомеров счетчиков и ТПУ 2-го разряда ± 0,05%;
  - при поверке массометров ± 0,09%;
  - преобразователь плотности жидкости модели 7835В с диапазоном измерений: 700-1100 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,30 кг/м<sup>3</sup>;

Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают вышеуказанным средствам поверки.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 566 ПСП «Талаканское» ОАО «Верхнечонскнефтегаз», регистрационный номер **ФР1.29.2008.04731** в Федеральном реестре методик измерений.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к СИКН**

1. «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти №566 ПСП «Талаканское» ОАО «Верхнечонскнефтегаз» Методика поверки»;
2. Техническая документация фирмы ОАО «Нефтеавтоматика».

## **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

## **Изготовитель:**

ОАО «Нефтеавтоматика»

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24, телефон (347) 228 44 36, факс (347) 228 80 98

## **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие Всероссийский научно-исследовательский институту расходометрии. Регистрационный номер 30006-09. Адрес: 420088, г.Казань, ул. 2-я Азинская, 7А. Тел. (843) 272-70-62. Факс (843) 272-00-32. E-mail: [vniirpr@bk.ru](mailto:vniirpr@bk.ru).

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«\_\_\_\_»\_\_\_\_\_ 2011г.