

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «19» июня 2025 г. № 1223

Регистрационный № 79833-20

Лист № 1  
Всего листов 5

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №733  
ПСП «Козьмино»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино» предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

### Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным способом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла регулирования давления, системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

БИЛ состоит из 9 рабочих измерительных линий (ИЛ), 3 резервных ИЛ и одной контрольной ИЛ.

БИК выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные геликоидные серии НТМ (далее – ПР), (входит в состав линий №№ 1-10)	38725-08
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Dy от 2" до 16" (далее – ПР), (входит в состав линий №№ 11-12)	16128-10
Счетчик (преобразователь) объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели M16-S3* (далее – ЭПР), (входит в состав линии № 13)	53302-13
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-10
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ, МВПТИ	26803-06
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4	303-91
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модель 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модель (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модель 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1ПМ	14557-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным входным сигналом ТСПУ, модели 65-644	27129-04
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+	81438-21
Контроллер программируемый Siemens S7-400	15773-06

\* Применяется при кинематической вязкости нефти от 4,5 до 60,0  $\text{мм}^2/\text{с}$ .

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;

- автоматическое измерение объема, давления, температуры и плотности нефти;

- автоматическое вычисление массы нетто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- формирование и печать отчетных документов;
  - дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
  - автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
  - КМХ рабочего ПР с помощью ЭПР, применяемого в качестве контрольного;
  - КМХ и поверка ПР рабочего и ЭПР с применением ПУ.
- Заводской номер СИКН наносится на табличку, установленную на СИКН.  
Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

### Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Cropos».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	ПК «Cropos»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.48
Цифровой идентификатор ПО	1990	CC39FD86
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 385 до 14000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-82	ИК силы тока	82 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	±0,04 % (относительная)
83-90	ИК частоты	8 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,001 % (относительная)
91-116	ИК количества импульсов	26 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	(диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	±1 (абсолютная)

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40/230±23 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы СИКН	периодический, автоматизированный
Измеряемая среда со следующими параметрами:	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м <sup>3</sup> – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 830 до 890 от 0,3 до 1,6 от -8* до +50 1,0 900 0,05 от 2,0 до 60,0
П р и м е ч а н и е * – влагомер применяется только при значении температуры нефти в БИК не менее +5°C. Перед БИК установлен подогреватель нефти для поддержания рабочей температуры нефти в БИК от +5°C до +50°C.	

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №733 ПСП «Козьмино», зав. № 01	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 733 ООО «Транснефть – Порт Козьмино», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 517-РА.RU.312546-2025 от 24.02.2025.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

### Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)  
ИНН 0278005403  
Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24

### Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)  
ИНН 0278005403  
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

### в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»  
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)  
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.