

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «19» июля 2021 г. №1372

Регистрационный № 82289-21

Лист № 1  
Всего листов 5

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти ДНС с УПСВ Пиненковского месторождения АО «Самаранефтегаз»

**Назначение средства измерений**

Система измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти ДНС с УПСВ Пиненковского месторождения АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для динамических измерений массы сырой нефти, транспортируемой по трубопроводу за отчетный интервал времени.

**Описание средства измерений**

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений массу сырой нефти измеряют с помощью счетчиков-расходомеров массовых, и результат измерений получают непосредственно. Выходные электрические сигналы счетчика-расходомера массового поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (далее – ИВК), который преобразует их в массу сырой нефти.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), в состав которого входит одна рабочая измерительная линия (далее – ИЛ 1) и одна контрольно-резервная измерительная линия (далее – ИЛ 2), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока фильтров (далее – БФ), системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКНС и ее компоненты.

В состав СИКНС входят измерительные каналы (далее – ИК), определение метрологических характеристик которых может осуществляться комплектным способом при проведении поверки СИКНС.

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

Таблица 1 – Состав средства измерений

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3
Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260»	1 (ИЛ 1)	42953-09
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модель CMF300	1 (ИЛ 2)	13425-06
Преобразователь давления измерительный 3051	5 (БФ, ИЛ 1, ИЛ 2, БИК)	14061-04
Датчик температуры 644	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	39539-08
Счетчик нефти турбинный МИГ исполнения 32Ш	1 (БИК)	26776-04
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	1 (БИК)	22257-05
Преобразователь измерительный 644, модификация 644Н	1 (БИК)	14683-04
Влагомер сырой нефти ВСН-2, модель ВСН-2-50-60	1 (БИК)	24604-12
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L»)	1 (СОИ)	43239-09

В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры сырой нефти утвержденных типов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения знаков поверки на средства измерений в соответствии с их методиками поверки.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций СИКНС.

ПО СИКНС реализовано в ИВК и ПО «Rate. АРМ оператора УУН» (далее – АРМ оператора). ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКНС в целях утверждения типа.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части СИКНС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО «АРМ оператора»
1	2	3
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.05	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	DFA87DAC	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32
Другие идентификационные данные	-	-

### 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 средства измерений

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч: ИЛ 1	от 4 до 24 от 4 до 100
ИЛ 2	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Примечание – пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти нормируется в соответствии с документом: «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти ДНС с УПСВ Пиненковского месторождения АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.38335).	

Таблица 4 – Основные технические характеристики средства измерений

Наименование характеристики	Значение
1	2
Температура окружающего воздуха, °С:	от - 40 до + 50
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа на входе на выходе - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм <sup>2</sup> /с - плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м <sup>3</sup> - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> - массовая доля механических примесей, % - содержание свободного газа	сырая нефть  от 0,3 до 2,0 от 0,2 до 1,9 от + 15 до + 50 от 0,2 до 30,0  от 756,4 до 900,0  от 0 до 30 от 50 до 3 000 от 0,001 до 0,050 не допускается

Таблица 5 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

№ ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений (т/ч)	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1	ИК массового расхода сырой нефти	1 (ИЛ 1)	Счетчик-расходомер массовый «ЭМИС-МАСС 260»	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»)	от 4 до 24	$\pm 0,25\%$ <sup>1)</sup> (относительная)
2	ИК массового расхода сырой нефти	1 (ИЛ 2)	счетчик-расходомер массовый MicroMotion модель CMF-300	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»)	от 4 до 100	$\pm 0,25\%$ <sup>1)</sup> ( $\pm 0,20\%$ ) <sup>2)</sup> (относительная)

<sup>1)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 1 и на ИЛ 2, применяемого в качестве резервного;  
<sup>2)</sup> Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве контрольного.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции СИКНС типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Система измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти ДНС с УПСВ Пиненковского месторождения АО «Самаранефтегаз», зав. № 12	–	1 шт.
Технологическая инструкция	№ П4-04 ТИ-002 ЮЛ-032	1 экз.
Формуляр	–	1 экз.
Методика поверки	МП 16-1045-07-2020	1 экз.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти ДНС с УПСВ Пиненковского месторождения АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.38335).

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти ДНС с УПСВ Пиненковского месторождения АО «Самаранефтегаз»**

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 № 256 «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»

