

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

Регистрационный № 82288-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти (Винно-Банновское месторождение) АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти (Винно-Банновское месторождение) 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 вычислителя УВП-280, модель УВП-280Б.01 (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), 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 Micro Motion, мод. CMF	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	45115-10
Датчик давления Метран-150, датчик избыточного давления	3 (ИЛ 1, ИЛ 2, БИК)	32854-09
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	3 (ИЛ 1, ИЛ 2, БИК)	38548-08
Счетчик нефти турбинные МИГ, исполнение МИГ-32	1 (БИК)	26776-08
Датчик давления Метран-150, датчик разности давлений	1 (БИЛ)	32854-09
Вычислитель УВП-280, мод. УВП-280Б.01	2 (СОИ)	53503-13
Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100	2 (БИК)	24604-12

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 «ОЗНА Flow» (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 ИВК и ПО АРМ оператора СИКНС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Значение	
	ПО вычислителя УВП-280	ПО АРМ оператора СИКНС «ОЗНА- Flow »
1	2	3
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17	v 2.1
Цифровой идентификатор ПО	46E612D8	64C56178

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 на каждой измерительной линии, т/ч	от 13 до 79
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	$\pm 0,25$
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 количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти (Винно-Банновское месторождение) АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.38333).	

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	$(380\pm 38)/(220\pm 22)$ 50 ± 1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - объемная доля воды, % - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	сырая нефть от 0,1 до 0,6 от + 10 до + 40 от 5,0 до 35,0 от 840 до 900 от 0 до 97 от 0 до 6 400 от 0,0 до 0,5 от 1,0 до 14,0 отсутствует

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, 2	ИК массового расхода сырой нефти	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	Расходомер-счетчик массовый «Micro Motion», мод. CMF	Контроллер измерительно-вычислительный УВП-280, мод. УВП-280Б.01	от 13 до 79	$\pm 0,25\ %^{1)}$ $(\pm 0,20\ %)^{2)}$ (относительная)

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на ИЛ 1, и ИК массового расхода на ИЛ 2, применяемого в качестве резервного;

²⁾ 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 (Винно-Банновское месторождение) АО «Самаранефтегаз», зав. № 228	–	1 шт.
Технологическая инструкция	№ П1-01.05 ТИ-024 ЮЛ-035	1 экз.
Формуляр	–	1 экз.
Методика поверки	МП 16-1045-06-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти (Винно-Банновское месторождение) АО «Самаранефтегаз» прямым методом динамических измерений» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.38333).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на участке предварительной подготовки нефти (Винно-Банновское месторождение) 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»

