

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95265-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС ДНС №5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС ДНС №5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси, с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси и массу нетто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. В состав СИКНС входят:

1) Блок измерительных линий (БИЛ).

2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.

3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

4) Блок фильтров (далее – БФ).

Состав СИКНС представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 400	БИЛ	45115-10
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	БИЛ, БИК	22257-11
Датчики давления Метран-150 мод. Метран-150TG3	БИЛ, БИК	32854-09
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 мод. ВСН-2-50-100-01	БИК	24604-12
Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ мод. ВСН-АТ.050.040.БМ-100	БИК	42678-09
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	52638-13
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	СОИ	57563-14
Примечание — В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов. Кроме того, в состав блока измерений параметров нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- прямые динамические измерения массы нефтегазоводяной смеси по каждой измерительной линии;
- отбор объединённой пробы в соответствии с ГОСТ 2517-2012;
- поверку счётчиков-расходомеров массовых на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- контроль метрологических характеристик счётчиков-расходомеров массовых без нарушения режима непрерывности процесса измерения с возможностью автоматического формирования и печати протоколов контроля метрологических характеристик;
- определение массы нефтегазоводяной смеси по СИКНС в целом;
- косвенные измерения массы нетто нефти по СИКНС в целом.

СИКНС может вести измерение массы одновременно с применением трёх измерительных линий.

Место расположения СИКНС, заводской номер БН 03 2014, на ПНС ДНС №5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС ДНС №5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения осуществляется согласно требований их описаний типа и/или МИ 3002-2006 и/или инструкции по эксплуатации СИКНС. Заводской номер СИКН указан ударным способом в виде цифрового обозначения на информационной табличке на входе в блок измерительных линий. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в измерительно-вычислительном комплексе (ИВК) и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора. Идентификационные признаки ПО АРМ оператора СИКНС не выведены для индикации и недоступны пользователям системы.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК
Идентификационное наименование ПО	МВК
Номер версии ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО	1990

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 65 до 1090
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25

Продолжение таблицы 3

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, %, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде, %:	
– при определении массовой доли воды в лаборатории: от 0 до 5 включ. св. 5 до 15 включ. св. 15 до 20 включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$
– при использовании влагомера сырой нефти BCH-2-50-100-01: св. 6 до 15 включ. св. 15 до 35 включ. св. 30 до 55 включ. св. 55 до 65 включ. св. 65 до 70 включ. св. 70 до 85 включ.	$\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$ $\pm(0,15 \varphi^* - 1,25)$ $\pm(0,3 \varphi^* - 9,5)$ ± 10 ± 20
– при использовании влагомера сырой нефти BCH-AT.050.040.BM-100: св. 6 до 15 включ. св. 15 до 35 включ. св. 30 до 55 включ. св. 55 до 65 включ. св. 65 до 70 включ. св. 70 до 90 включ.	$\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$ $\pm(0,15 \varphi^* - 1,25)$ $\pm(0,3 \varphi^* - 9,5)$ ± 10 ± 20
Примечания	
1 Расход по одной измерительной линии не превышает 500 т/ч.	
2 φ – значение объёмной доли воды в измеряемой среде, %.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
		1	2
Количество измерительных линий	3 (2 рабочие 1 контрольно-резервная)		
Характеристики измеряемой среды:			
– температура, °C	от +20 до +50		
– давление в измерительной линии, МПа	от 0,3 до 4,0		
– плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °C, кг/м ³	от 830 до 905		
– плотность пластовой воды при температуре +20 °C, кг/м ³	от 1001 до 1020		
– объёмная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более	90		
– плотность газа в стандартных условиях, кг/м ³	от 0,7 до 1,4		
– объёмная доля растворённого газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³	от 0,1 до 20		

Продолжение таблицы 4

1	2
– массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,1
– массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	900
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	
– для первичных преобразователей	от +5 до +35
– СОИ (ИВК и АРМ оператора)	от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС ДНС №5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения	–	1 экз.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1783/2023 «Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) на ПНС ДНС № 5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.47854.

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 6.2.1);

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Юганскнефтегаз»
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

ИНН 8604035473

Юридический адрес: 628301, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Нефтеюганск, г. Нефтеюганск, ул. Ленина, стр. 26

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Аргоси Аналитика»
(ООО «Аргоси Аналитика»)
ИИН 7702606130

Юридический адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический вал, д. 6, к. 1
Адрес места осуществления деятельности: 115054, г. Москва, Стремянный пер., д. 38

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://tccm.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.

