

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» апреля 2025 г. № 799

Регистрационный № 95287-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС Омбинского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС Омбинского 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 единственный 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.

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 Misto Motion мод. CMF400	БИЛ	45115-10
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	БИЛ, БИК	22257-11
Преобразователи давления измерительные 3051 мод. 3051TG	БИЛ, БИК	14061-10
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 мод. ВСН-2-50-100	БИК	24604-12
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	52638-13
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L»)	СОИ	43239-09
Примечание – В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества 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 двух измерительных линий.

Место расположения СИКНС, заводской номер 526/2012 – УПСВ на ДНС Омбинского месторождения ЦППН-1. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной ДНС Омбинского месторождения осуществляется согласно требований одного из следующих документов: описание типа средства измерений, методика поверки средства измерений, инструкция по эксплуатации СИКНС или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения указан на информационной табличке установленной на стене блок-бокса СИКНС методом ударной маркировки. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС представлено встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного и АРМ оператора.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	АРМ оператора	ИБК
Идентификационное наименование ПО	RateCalc.dll	Formula.o
Номер версии ПО	2.3.1.1	6.05
Цифровой идентификатор ПО	B6D270DB	DFA87DAC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC-32	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 55 до 545
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
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 25 включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$
– при использовании влагомера сырой нефти: св. 7 до 15 включ. св. 15 до 35 включ. св. 35 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
Примечания 1 Расход по одной измерительной линии не превышает 500 т/ч. 2 φ – значение объемной доли воды в измеряемой среде, %.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °С, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре +20 °С, кг/м ³ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от +20 до +60 от 1,2 до 3,8 от 850 до 900 от 1000 до 1010 85 от 0,8 до 1,1
– объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³ , не более – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	5 0,05 900
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 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, экз
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС Омбинского месторождения	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1851/2024 Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС Омбинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 1851/01.00248-2014/2024 от 22.10.2024.

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.о. Нефтеюганск, г. Нефтеюганск ул. Ленина, стр. 26

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС-Индастриз»
(ООО «ИМС-Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611

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://тцсм.рф>

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

