

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» мая 2025 г. № 962

Регистрационный № 95483-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ-1 ПНС № 4 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения ЦППН-9

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ-1 ПНС № 4 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения ЦППН-9 (далее – СИКНС) предназначена для измерений 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 параметров нефтегазоводяной смеси;
- 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 с измерительными компонентами 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. CMF400	БИЛ	13425-06
Преобразователи давления измерительные 3051	БИЛ, БИК	14061-04
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые мод. 65	БИЛ, БИК	22257-05
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	БИК	24604-12
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	15644-06
Счетчики нефти турбинные МИГ	БИК	26776-08
Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК	СОИ	24063-06
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 объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517-2012;
- контроль метрологических характеристик средств измерений 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 196/2007: УПСВ-1 ПНС № 4 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения ЦППН-9. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований их описаний типа 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

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в измерительно-вычислительном комплексе (ИВК) и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора. Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учётом влияния программного обеспечения на результаты измерений.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	АРМ
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ ГАЗА И ВОДЫ	view.exe
Номер версии ПО	2.1.0091214	0586.0207.0139.0031

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон массового расхода, т/ч	от 27 до 1090
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$

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: 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
Количество измерительных линий	3 (2 рабочих, 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 – объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	от +20 до +50 от 0,3 до 4,0 от 830 до 905 от 1001 до 1020 85,0 от 0,7 до 1,4 от 0,1 до 20 0,1 900
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./шт
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ-1 ПНС № 4 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения ЦППН-9	—	1
Инструкции по эксплуатации	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1781/2023 «Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) на ПНС № 4 УПСВ Мало-Балыкского месторождения УПСВ-1 ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1781/01.00248-2014/2023 от 17 октября 2023 г.

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.

