

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «29» января 2025 г. № 186

Регистрационный № 94481-25

Лист № 1  
Всего листов 6

### ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ-2 ПНС № 4 с УПСВ Малобалыкского месторождения ЦППН-9

#### **Назначение средства измерений**

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ-2 ПНС № 4 с УПСВ Малобалыкского 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 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 параметров нефти в 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 40 мод. 4382	БИЛ, БИК	20729-03 19422-03
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820/10	БИЛ, БИК	32460-06
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-274	БИЛ, БИК	21968-06
Датчик давления ЭнИ-10-Ех-ДИ	БИЛ, БИК	54414-13
Датчик давления Метран-55-Вн ДИ	БИЛ, БИК	18375-08
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 мод. ВСН-2-50-100	БИК	24604-12
Счетчики нефти турбинные МИГ мод. МИГ-32Ш	БИК	26776-08
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	15644-06
Контроллеры измерительные FloBoss S600	СОИ	38623-08

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

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

–прямые динамические измерения массы нефтегазоводяной смеси по каждой измерительной линии;

–отбор объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517;

–проверку преобразователя расхода на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;

–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.

Место расположения СИКНС, заводской номер 01: УПСВ-2 ПНС № 4 с УПСВ Малобалыкского 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. 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	DNS 4MBU2 2
Номер версии ПО	05.33
Цифровой идентификатор ПО	d63f

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон массового расхода, т/ч	от 50 до 545
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, %: От 0 до 5 включ. Св. 5 до 15 включ. Св. 15 до 25 включ.	$\pm 1,0$ $\pm (0,15 \phi^* + 0,25)$ $\pm (0,075 \phi^* + 1,375)$
– 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	$\pm (0,15 \phi^* + 0,25)$ $\pm (0,075 \phi^* + 1,375)$ $\pm (0,15 \phi^* - 1,25)$ $\pm (0,3 \phi^* - 9,5)$ $\pm 10$ $\pm 20$
* – где $\phi$ – значение объемной доли воды в измеряемой среде, %.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °C – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре плюс 20 °C, кг/м <sup>3</sup> – плотность пластовой воды при температуре плюс 20 °C, кг/м <sup>3</sup> – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> – объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , не более – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм <sup>3</sup> , не более	от +20 до +60 от 0,3 до 4,0 от 830 до 905 от 1001 до 1005 85 от 0,7 до 1,4 20 0,1 900
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °C – для первичных преобразователей – СОИ (ИВК 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, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ-2 ПНС № 4 с УПСВ Малобалыкского месторождения ЦППН-9	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1782/2023 «Инструкция. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) на ПНС № 4 с УПСВ Малобалыкского месторождения УПСВ-2 ООО «РН-Юганскнефтегаз», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.47845.

### 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» (п. 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 «Научно-Производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)  
ИНН 0278096217  
Адрес: 450071, Республики Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205А, эт. 1, оф. 19

**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, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: [info@csm72.ru](mailto:info@csm72.ru)

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

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

