

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 | $\pm 0,25$ |

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, %: 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 |
| * – где φ – 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, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре плюс 20 °С, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре плюс 20 °С, кг/м ³ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа в стандартных условиях, кг/м ³ – 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 | 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, °С – 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@csм72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

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

