

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» апреля 2025 г. № 735

Регистрационный № 95151-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС Восточно-Правдинского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС Восточно-Правдинского 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 счётчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счётчиков-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 СИКН

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры массовые Promass F83	БИЛ	15201-11
Термопреобразователи сопротивления платиновые TR88	БИЛ, БИК	49519-12
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP	БИЛ, БИК	41560-09
Преобразователи давления измерительные Deltabar M PMD	БИЛ, БИК	41560-09
Влагомеры поточные ВСН-АТ мод. ВСН-АТ-100	БИК	62863-15
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 мод. ВСН-2-50-100*	БИК	24604-12
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	БИК	57762-14
Комплексы измерительно-вычислительные ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-Л)	СОИ	43239-15
Примечание — Средства измерений помеченные * находятся в резерве. При необходимости средства измерений эксплуатирующиеся в составе СИКНС могут быть заменены на находящиеся в резерве.		

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 2517-2012;
- проверку 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.

Место расположения СИКНС, заводской номер ОИ 322: площадка насосной станции Восточно - Правдинского месторождения цеха подготовки и перекачки нефти №5 управления подготовки и перекачки нефти. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований их описаний типа, МИ 3002-2006 и/или разработанной владельцем СИКНС инструкции. Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения нанесён на информационной табличке методом аэрографии. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС представлено встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-Л) и АРМ оператора «ОЗНА-Flow».

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)	ИВК «ОКТОПУС-Л»	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	«ОЗНА-Flow»
Номер версии ПО	6.10	2.0
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6	64C56178
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 50 до 210
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 объёмной 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. – 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.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$ $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$ $\pm(0,15 \varphi^* - 1,25)$ $\pm(0,3 \varphi^* - 9,5)$ ± 10
Примечания: 1) φ – значение объёмной доли воды в измеряемой среде, %. 2) При содержании объёмной доли воды в скважинной жидкости свыше 70 % погрешности нормируют при разработке и аттестации МИ.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 контрольная-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °С, кг/м³ – плотность пластовой воды при температуре +20 °С, кг/м³ – объёмная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³ – объёмная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м³/м³ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³, не более	от +25 до +60 от 1,2 до 4,5 от 888,5 до 950,0 от 1005 до 1015 95,0 от 0,7 до 1,4 от 0,8 до 3,2 0,5 500
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, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС Восточно-Правдинского месторождения	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1789/2023 Инструкция. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) на ДНС Восточно-Правдинского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации 1789/01.00248-2014/2023 от 07.12.2023 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»;

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, Республика 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.

