

Регистрационный № 98793-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества нефти сырой (СИКНС) мобильной установки предварительного сброса воды «МУПСВ-Соровская»

Назначение средства измерений

Система измерений количества нефти сырой (СИКНС) мобильной установки предварительного сброса воды «МУПСВ-Соровская» (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы сырой нефти и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы сбора и обработки информации (далее – СОИ) входных электрических сигналов, поступающих по линиям связи от счетчиков-расходомеров массовых (далее – СРМ), преобразователей давления, преобразователей температуры, влагомеров сырой нефти.

СИКНС реализует метод динамических измерений массы сырой нефти с помощью СРМ. Выходные электрические сигналы СРМ поступают на соответствующие входы СОИ, которая преобразует их и вычисляет массу сырой нефти, массу нетто нефти по реализованным алгоритмам в соответствии с ГОСТ Р 8.910–2016. Массу нетто нефти определяют, как разность массы сырой нефти и массы балласта.

Конструктивно СИКНС состоит из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества (далее – БИК) и СОИ.

В состав БИЛ входят входной/выходной коллекторы (DN 300), рабочая измерительная линия (DN 200), контрольно-резервная измерительная линия (DN 200), байпасная линия (DN 200), узел подключения передвижной поверочной установки, фильтры и пробозаборные устройства.

Узел подключения передвижной поверочной установки предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик СРМ по передвижной поверочной установке.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля параметров сырой нефти, а также отбора проб для лабораторного контроля параметров сырой нефти. Сбор представительной пробы сырой нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517–2012, ГОСТ Р 8.880–2015.

СОИ обеспечивает сбор и обработку измерительной информации, вычисления, индикацию, регистрацию и хранение результатов измерений и вычислений. В состав СОИ входят: основной и дублирующий комплексы измерительно-вычислительные (далее – ИВК), преобразователи измерительные, барьеры искрозащиты, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора и программный продукт (модуль), предназначенный для осуществления расчета массы нетто нефти.

Перечень средств измерений, входящих в состав СИКНС, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень средств измерений, входящих в состав СИКНС

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Место установки	Количество
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс (в составе с первичным преобразователем расхода ШМ-2501 и электронным блоком преобразователя)	70629-18	БИЛ	2
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (модификация АИР-20Ех/М2-Н-ДИ, код модели 170)	63044-16	БИЛ, БИК	5
Преобразователи температуры программируемые ТСПУ 031 (исполнение ТСПУ 031С)	46611-16	БИЛ, БИК	4
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс (в составе с первичным преобразователем расхода ШМ-1401 и электронным блоком преобразователя)	70629-18	БИК	1
Влагомеры нефти микроволновые МВН-1 (модификация МВН-1.3)	63973-16	БИК	1
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 (модификация ВСН-2-50-100)	24604-12	БИК	1
Комплексы измерительно-вычислительные «ЗОДИАК»	82808-21	СОИ	2
Преобразователи измерительные BIS (модификация BIS-GL-CM111D)	88895-23	СОИ	9
Барьеры искрозащиты BIS (модификация BIS-EXA-CM3D11PB)	89415-23	СОИ	4

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы сырой нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение давления и температуры сырой нефти;
- автоматическое измерение объемной доли воды в сырой нефти;
- автоматический и ручной отбор пробы сырой нефти;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик СРМ с помощью передвижной поверочной установки;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочего СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- отображение, регистрация, архивирование и хранение результатов измерений, формирование отчетов об измеренных и вычисленных параметрах, формирование протоколов контроля метрологических характеристик;
- защита информации от несанкционированного доступа.

К настоящему типу средства измерений относится СИКНС с заводским № 623.

Заводской номер СИКНС в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом на титульный лист паспорта и методом лазерной гравировки на фирменные маркировочные таблички, закрепленные на раме СИКНС и на корпусе блок-бокса БИК (слева от входной двери).

Конструкция СИКНС и условия эксплуатации СИКНС не предусматривают нанесение знака поверки. Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС реализовано на базе встроенного ПО ИВК и программного продукта (модуля), реализованного в информационной системе диспетчерской службы. ПО СИКНС обеспечивает вычисления массы сырой нефти, массы нетто нефти и реализацию функций СИКНС.

Защита ПО ИВК от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется программно (с помощью специальных кодов защиты) и аппаратно (посредством механической перемычки внутри ИВК). Аппаратная защита от вскрытия ИВК обеспечивается опломбированием ИВК.

Для ПО СИКНС реализовано разграничение доступа к данным, изменяемым пользователем, путем введения пароля для каждого уровня. Целостность ПО ИВК проверяется расчетом цифрового идентификатора (контрольной суммы).

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	zodiac_2010.efk	модуль «ЦДС-ДНС/ППН» информационной системы «ОДС»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2	10.X.X.X
Цифровой идентификатор ПО	C20F75FC	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	–
*«X» может принимать значения от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части программного модуля.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти через отдельную измерительную линию, т/ч	от 37 до 1491
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти через СИКНС, т/ч	от 37 до 2982
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером нефти микроволновым МВН-1.3, % (при содержании объемной доли воды в сырой нефти в диапазоне): - от 0,01 % до 5 % включ. - св. 5 % до 10 % включ.	±1,0 ±(0,15·φ + 0,25)

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером сырой нефти ВСН-2-50-100, % (при содержании объемной доли воды в сырой нефти в диапазоне): - св. 5 % 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 94 % включ.	$\pm(0,15 \cdot \varphi + 0,25)$ $\pm(0,075 \cdot \varphi + 1,375)$ $\pm(0,15 \cdot \varphi - 1,25)$ $\pm(0,3 \cdot \varphi - 9,5)$ $\pm 10,0$ $\pm 40,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477–2014, % (при содержании объемной доли воды в сырой нефти в диапазоне): - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 15 % включ. - св. 15 % до 25 % включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15 \cdot \varphi + 0,25)$ $\pm(0,075 \cdot \varphi + 1,375)$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории по Инструкции МЦКЛ.0229М–2014 (регистрационный номер ФР 1.31.2014.17065), % (при содержании объемной доли воды в сырой нефти в диапазоне): - св. 10 % 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 94 % включ.	$\pm(0,15 \cdot \varphi + 0,25)$ $\pm(0,075 \cdot \varphi + 1,375)$ $\pm(0,15 \cdot \varphi - 1,25)$ $\pm(0,3 \cdot \varphi - 9,5)$ $\pm 10,0$ $\pm 40,0$
Пределы допускаемой приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение физической величины с применением ИВК, % диапазона преобразования	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании входного импульсного сигнала в значение массы сырой нефти с применением ИВК, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нетто нефти с применением программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН», %	$\pm 0,01$
Примечания 1 Принято обозначение: φ – объемная доля воды в сырой нефти, %. 2 Абсолютное значение отклонения температуры сырой нефти от температуры среды при калибровке нулевой точки СРМ не должно превышать 5 °С. Превышающее данное значение отклонение температуры должно быть скомпенсировано установкой нуля в соответствии с эксплуатационными документами СРМ. 3 Изменение давления сырой нефти от давления среды при поверке СРМ компенсируется внесением соответствующей поправки согласно эксплуатационным документам СРМ. Поправка производится автоматически по результатам записи в память СРМ коэффициента коррекции расхода, давления среды при поверке СРМ и выбора способа учета давления измеряемой среды. Учет давления измеряемой среды реализован путем ввода в память СРМ условно-постоянного (фиксированного) значения давления измеряемой среды. Абсолютное значение отклонения давления сырой нефти от условно-постоянного (фиксированного) значения давления измеряемой среды, введенной в память СРМ, не должна превышать 0,3 МПа.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сырая нефть
Температура сырой нефти, °С	от +5 до +65
Избыточное давление сырой нефти, МПа	от 3 до 4
Плотность сырой нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 809,2 до 927,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре плюс 20 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м ³	от 840 до 865
Плотность обезвоженной дегазированной нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 809,2 до 877,9
Вязкость кинематическая сырой нефти при рабочих условиях, мм ² /с	от 5,00 до 17,51
Плотность пластовой воды при температуре плюс 20 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м ³ , не более	1010
Массовая доля воды в сырой нефти, %, не более	95
Массовая доля механических примесей в сырой нефти, %, не более	0,01
Массовая концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм ³ , не более	900
Содержание свободного газа в сырой нефти, %	не допускается
Содержание (объемная доля) растворенного газа в сырой нефти, м ³ /м ³	от 0,3 до 4,0
Плотность растворенного газа при температуре плюс 20 °С и избыточном давлении 0 МПа, кг/м ³	от 0,7 до 1,2
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - напряжение постоянного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 198 до 240 от 21,6 до 26,4 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: - в местах установки средств измерений, расположенных на площадке БИЛ - в местах установки средств измерений, расположенных в блок-боксе БИК - в местах установки средств измерений, входящих в состав СОИ б) относительная влажность воздуха при температуре плюс 35 °С и более низких температурах (без конденсации влаги), %: - в местах установки средств измерений, расположенных на площадке БИЛ - в местах установки средств измерений, расположенных в блок-боксе БИК, и средств измерений, входящих в состав СОИ в) атмосферное давление, кПа	от -54 до +36 от +5 до +28 от +15 до +30 не более 95 от 30 до 80 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества нефти сырой (СИКНС) мобильной установки предварительного сброса воды «МУПСВ-Соровская»	–	1
Паспорт	МУПСВ-623/ПС	1
Руководство по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества нефти сырой (СИКНС), аттестованная ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология» (номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314404), свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 021/RA.RU.314404/2025, регистрационный номер ФР.1.29.2025.52354.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 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 «МЦЭ-СК»
(ООО «МЦЭ-СК»)
ИНН 5635020841

Адрес: 109469, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Марьино, б-р Перервинский, д. 27, к. 1, помещ. 10Н

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263
Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314164