

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» мая 2021 г. № 860

Регистрационный № 56921-14

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти (конденсата газового стабильного) №1100 Сургутского ЗСК ООО «Газпром переработка»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (конденсата газового стабильного) №1100 Сургутского ЗСК ООО «Газпром переработка» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы брутто нефти, показателей качества нефти и определения массы нетто нефти (конденсата газового стабильного (далее – КГС)).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от расходомеров массовых (далее – РМ), преобразователей давления, температуры, плотности, влагосодержания.

СИКН реализует прямой метод динамических измерений массы брутто нефти (КГС) в трубопроводе с помощью РМ. Вычисление массы нетто нефти (КГС) осуществляется косвенным методом в СОИ вычитанием из массы брутто нефти (КГС) массы балласта согласно ГОСТ 8.587–2019.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКН и эксплуатационными документами ее компонентов.

СИКН состоит из:

- блока фильтров (далее – БФ);
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): четыре рабочих и одна резервно-контрольная измерительные линии (далее – ИЛ);
- входного и выходного коллекторов;
- блока измерений показателей качества нефти (КГС) (далее – БИК);
- узла подключения поверочной установки (далее – ПУ);
- СОИ.

Состав и технологическая схема СИКН обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение массы брутто нефти (КГС);
- измерение давления и температуры нефти (КГС);
- контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочих РМ по контрольно-резервному РМ;
- КМХ и проверка рабочих и контрольно-резервного РМ с помощью ПУ;
- защита оборудования и средств измерений (далее – СИ) от механических примесей;

- автоматический и ручной отбор проб в БИК;
 - измерение плотности и влагосодержания нефти (КГС) при рабочих условиях;
 - определение массы нетто нефти (КГС);
 - индикация наличия свободного газа в нефти (КГС) с помощью индикаторов фазового состояния потока нефти ИФС-1М;
 - регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
 - защита системной информации от несанкционированного доступа.
- СИ, входящие в состав СИКН, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав СИКН

№ п/п	Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
БФ		
1	Преобразователь давления измерительный 3051	14061-15
БИЛ		
2	Расходомеры массовые Promass с первичным преобразователем расхода Promass F и электронным преобразователем 84	15201-11
3	Преобразователи давления измерительные 2088	60993-15
Выходной коллектор		
4	Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	53211-13
5	Преобразователь давления измерительный 2088	60993-15
6	Датчик давления Метран-150	32854-13
БИК		
7	Ротаметр Н 250	48092-11
8	Преобразователь плотности и расхода CDM модификации CDM100P (далее – ПП)	63515-16
9	Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм модификации УДВН-1пм	14557-15
10	Преобразователь давления измерительный 3051S	66525-17
11	Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	53211-13
12	Преобразователь измерительный Rosemount 644	56381-14
Узел подключения ПУ		
13	Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	53211-13
СОИ		
14	Комплексы измерительно-вычислительные на базе устройств программного управления «TREI-5B»	19767-04

Пломбирование СИ, входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с описаниями типа данных СИ и МИ 3002–2006.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН.

Защита ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации ПО, защиты от несанкционированного доступа.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя и пломбировкой комплексов измерительно-вычислительных «TREI».

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

Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	СРБК TREI-5B-02	SCADA Круг-2000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.50	4.2
Цифровой идентификатор ПО	0×2401	0xdd1f2d91faa432f909e0474d0b0d8fb4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти (КГС) через СИКН, т/ч	от 9 до 720 ¹⁾
Диапазон измерений плотности нефти (КГС), кг/м ³	от 680 до 830
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (КГС), %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (КГС), %	±0,35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти (КГС), кг/м ³	$\pm \sqrt{\Delta_{\text{CDM}}^2 + \left(\frac{\gamma_1 \cdot (\rho_{\text{max}} - \rho_{\text{min}})}{100} \right)^2}$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нетто нефти (КГС), %	±0,05

¹⁾ Массовый расход по отдельной ИЛ не должен выходить за диапазон измерений, на который поверен РМ.

Примечание – Приняты следующие обозначения:

Δ_{CDM} – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ПП, рассчитываемые по формуле $\pm (0,1 + 0,005 \cdot |\Delta_t| + 0,03 \cdot |\Delta_p|)$ или принимаемые равными $\pm 0,3$ кг/м³ (при условии, что $(0,005 \cdot |\Delta_t| + 0,03 \cdot |\Delta_p|) \leq 0,2$, где Δ_t – отклонение температуры измеряемой среды от температуры при калибровке ПП, °С; Δ_p – отклонение давления измеряемой среды от давления при калибровке ПП, МПа;

Наименование	Значение
γ_1 – пределы допускаемой приведенной погрешности преобразований сигнала силы постоянного тока ПП, рассчитываемые по формуле $\gamma_1 = \sqrt{0,05^2 + (0,005 \cdot \Delta t_{\text{БИК}})^2 + 0,05^2 + (0,0025 \cdot \Delta t_{\text{ИБК}})^2}$, где $\Delta t_{\text{БИК}}$ – отклонение температуры окружающей среды в месте установки ПП от температуры (20±10) °С, °С, $\Delta t_{\text{ИБК}}$ – отклонение температуры окружающей среды в месте установки СОИ от температуры (20±2) °С, °С; ρ_{max} – максимальное значение диапазона измерений плотности, кг/м ³ ; ρ_{min} – минимальное значение диапазона измерений плотности, кг/м ³ .	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002 (КГС по ГОСТ Р 54389–2011)
Избыточное давление нефти (КГС), МПа	от 0,3 до 1,9
Температура нефти (КГС), °С	от +5 до +40
Физико-химические свойства нефти (КГС): – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – давление насыщенных паров, кПа, не более – объемная доля свободного газа	от 680 до 830 0,5 0,05 100 66,7 отсутствует
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более: – блок-бокс БИК – блок-бокс БИЛ и БФ	12 65
Условия эксплуатации: а) температура окружающего воздуха, °С б) относительная влажность в месте установки, %, не более: – СИ (кроме СИ БИК и СОИ) – СИ БИК и СОИ в) атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 98 80 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры блок-блока БИК, мм: – длина – ширина – высота	6200 3200 2800
Габаритные размеры блок-блока БИЛ и БФ, мм: – длина – ширина – высота	9225 5225 2780
Масса, кг, не менее: – блок-бокс БИК – блок-бокс БИЛ и БФ	6500 20000
Режим работы СИКН	постоянный
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку СИКН методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти (конденсата газового стабильного) №1100 Сургутского ЗСК ООО «Газпром переработка», заводской № 017	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Методика поверки	МП 0112/1-311229-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (конденсата газового стабильного) СИКН № 1100 ПСП «Сургут» Сургутского ЗСК ООО «Газпром переработка», регистрационный номер ФР.1.29.2020.38536.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти (конденсата газового стабильного) №1100 Сургутского ЗСК ООО «Газпром переработка»

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года «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»