

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» февраля 2024 г. № 333

Регистрационный № 58630-14

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения (далее – СИКН) предназначена для измерения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений с помощью преобразователей массового расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКН представляет собой единый экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входит:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из трех измерительных линий (двух рабочих, одной контрольно-резервной).
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерений 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.
- 4) Пробозаборные устройства щелевого типа в количестве 2-х штук.
- 5) Блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), предназначенный для проведения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей массового расхода.
- 6) Узел подключения передвижной поверочной установки.
- 7) Блок фильтров (БФ), обеспечивающий очистку нефти от посторонних механических включений.
- 8) Дренажная система закрытого типа.
- 9) Устройства индикации наличия свободного газа в нефти в количестве 2 штук.

В составе СИКН функционально выделены измерительные каналы (ИК) массового расхода, определение метрологических характеристик которых осуществляется комплектным методом при поверке СИКН.

Состав СИКН представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Блок измерительных линий	
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 400	45115-10
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051, мод. 3051TG	14061-10
Блок измерений показателей качества нефти	
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051, мод. 3051TG	14061-10
Расходомеры UFM 3030	32562-09
Система обработки информации	
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	19240-11
Блок трубопоршневой поверочной установки	
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (Рабочий эталон 2-го разряда)	44252-10
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051, мод. 3051TG	14061-10

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое определение массы нефти по каждой измерительной линии;
- автоматическое определение массы нефти по СИКН в целом;
- измерение давления и температуры нефти в автоматическом режиме, а также с помощью показывающих средств измерений;
- автоматическое измерение плотности нефти и объемной доли воды в нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в испытательной (химико-аналитической) лаборатории или массовой доли воды, вычисленной по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером нефти;
- автоматизированное и ручное управление измерительными линиями (включение, выключение, поддержание заданного расхода);
- автоматизированное и ручное управление расходом нефти через БИК;
- автоматический отбор объединенной пробы;
- ручной отбор точечной пробы;
- автоматизированное выполнение КМХ МПР с помощью контрольно-резервного МПР без нарушения работы СИКН;
- автоматизированное выполнение поверки и КМХ МПР с помощью ТПУ и поточного плотномера без нарушения работы СИКН;
- проведение поверки стационарной ТПУ с применением передвижной поверочной установки;

- автоматизированный контроль герметичности запорной арматуры, применяемой при поверке и КМХ, а также в основной технологической схеме СИКН, оказывающей влияние на точность измерений количества нефти;
- автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- индикация и регистрация результатов измерений и вычислений, их хранение и передачу в системы верхнего уровня;
- формирование в автоматическом режиме 2-х часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на монитор АРМ оператора и на печатающее устройство;
- формирование журнала событий СИКН (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов);
- защита программными средствами от несанкционированного доступа к СОИ.

Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения осуществляется согласно требований их описаний типа или МИ 3002-2006. Заводской номер указан в виде цифрового обозначения на информационной табличке установленной на корпусе шкафа измерительно-вычислительного комплекса. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН представлено встроенным прикладным программным обеспечением комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» и АРМ оператора СИКН.

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)	ИБК «ИМЦ-03»	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	OIL_MM.EXE	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	352.04.01	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	FE1634EC	B6D270DB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений по одному ИК, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
			Первичные измерительные преобразователи	Вторичная часть		
1-3	ИК массового расхода нефти	3	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400	Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	от 100 до 450	±0,25

Примечание – Пределы допускаемой относительной погрешности нормированы при использовании измерительной линии в качестве рабочей.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 100 до 900
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения:	
– массы брутто нефти, %	± 0,25
– массы нетто нефти, %	± 0,35

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных линий	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002

Продолжение таблицы 5

1	2
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м³ – кинематическая вязкость нефти в рабочих условиях, мм²/с (сСт) – массовая доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более – содержание свободного газа	от +10 до +40 от 0,24 до 3,90 от 750 до 950 от 2 до 25 0,5 0,05 100 66,7 (500) не допускается
Режим работы	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения		1
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти №564 ПСП «Тарасовский»		1

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № ФР.1.29.2022.43871.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства РФ 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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
 (ООО «ИМС Индастриз»)
 ИНН 7736545870
 Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, к. 15
 Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47 А
 Телефон: (495) 221-10-50
 Факс: (495) 221-10-51

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Тел. (843) 272-70-62

Факс (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30006-09.

в части вносимых изменений

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

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: info@csm72.ru

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