

Регистрационный № 98800-26

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 113

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 113 (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 единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входит:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ).
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК).
- 3) Система обработки информации (СОИ).
- 4) Блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ).
- 5) Блок фильтров (БФ).

В составе СИКН функционально выделены измерительные каналы (ИК) массового расхода нефти, 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	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF300	БИЛ	13425-06
Датчики температуры 644	БИЛ, БИК	39539-08
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-04*

Продолжение таблицы 1

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	БИЛ, БИК	22257-01* 22257-05*
Преобразователи давления измерительные ЕЈХ мод. ЕЈХ 430А	БИЛ, БИК	28456-04
Преобразователи давления измерительные ЕЈА мод. ЕЈА 530А	БИЛ, БИК	14495-09
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм мод. УДВН-1пм	БИК	14557-01 14557-10
Преобразователи плотности измерительные 7835	БИК	15644-96
Комплексы измерительно-вычислительные Сигма-дубль	СОИ	30949-06
Примечания 1) В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества нефти входит расходомер. 2) Средства измерений помеченные * находятся в резерве. При необходимости средства измерений эксплуатирующиеся в составе СИКН могут быть заменены на находящиеся в резерве.		

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти и массовой доли воды;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности и объёмной доли воды в нефти);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку преобразователей массового расхода на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- контроль метрологических характеристик преобразователей массового расхода, преобразователя плотности и поточного влагомера на месте эксплуатации без прекращения товарно-коммерческих операций;
- отбор объединённой пробы нефти по ГОСТ 2517-2012;
- получения 2- часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерений по СИКН.

Место расположения СИКН заводской номер 113, на территории ПСП СИКН № 113. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией преобразователей массового расхода, входящих в состав ИК массы и массового расхода нефти, предусмотрены места установки пломб, содержащих

изображение знака поверки, который наносится методом давления на две пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах первичного измерительного преобразователя и на пломбу, установленную на один из крепёжных винтов на передней панели вторичного измерительного преобразователя. Схема установки пломб приведена на рисунках 1-2. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКН, осуществляется согласно требований одного из следующих документов: описание типа средства измерений, методика поверки средства измерений, инструкция по эксплуатации СИКН или МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок». Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесён типографским способом на информационной табличке, установленной на приборном щите, расположенном в помещении операторной. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 4.

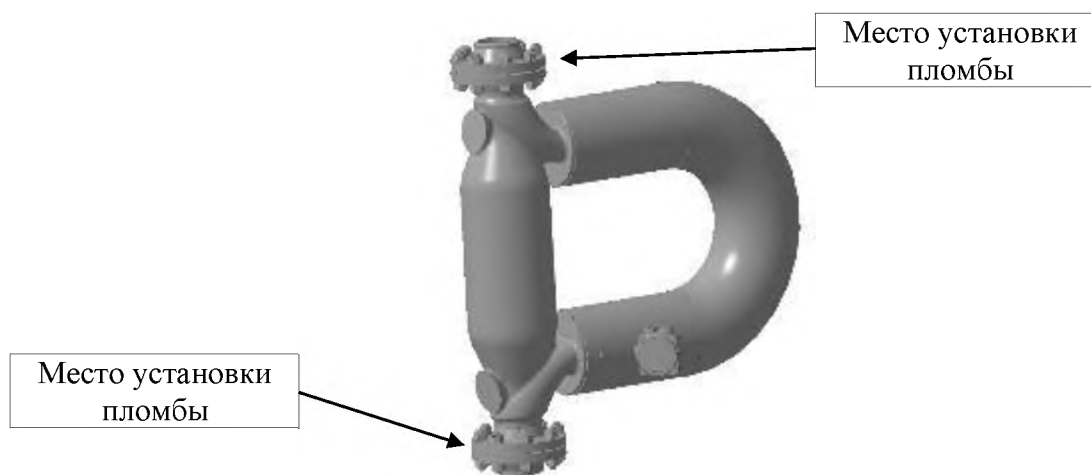


Рисунок 1 – Схема пломбирования первичного измерительного преобразователя



Рисунок 2 – Схема пломбирования вторичного измерительного преобразователя

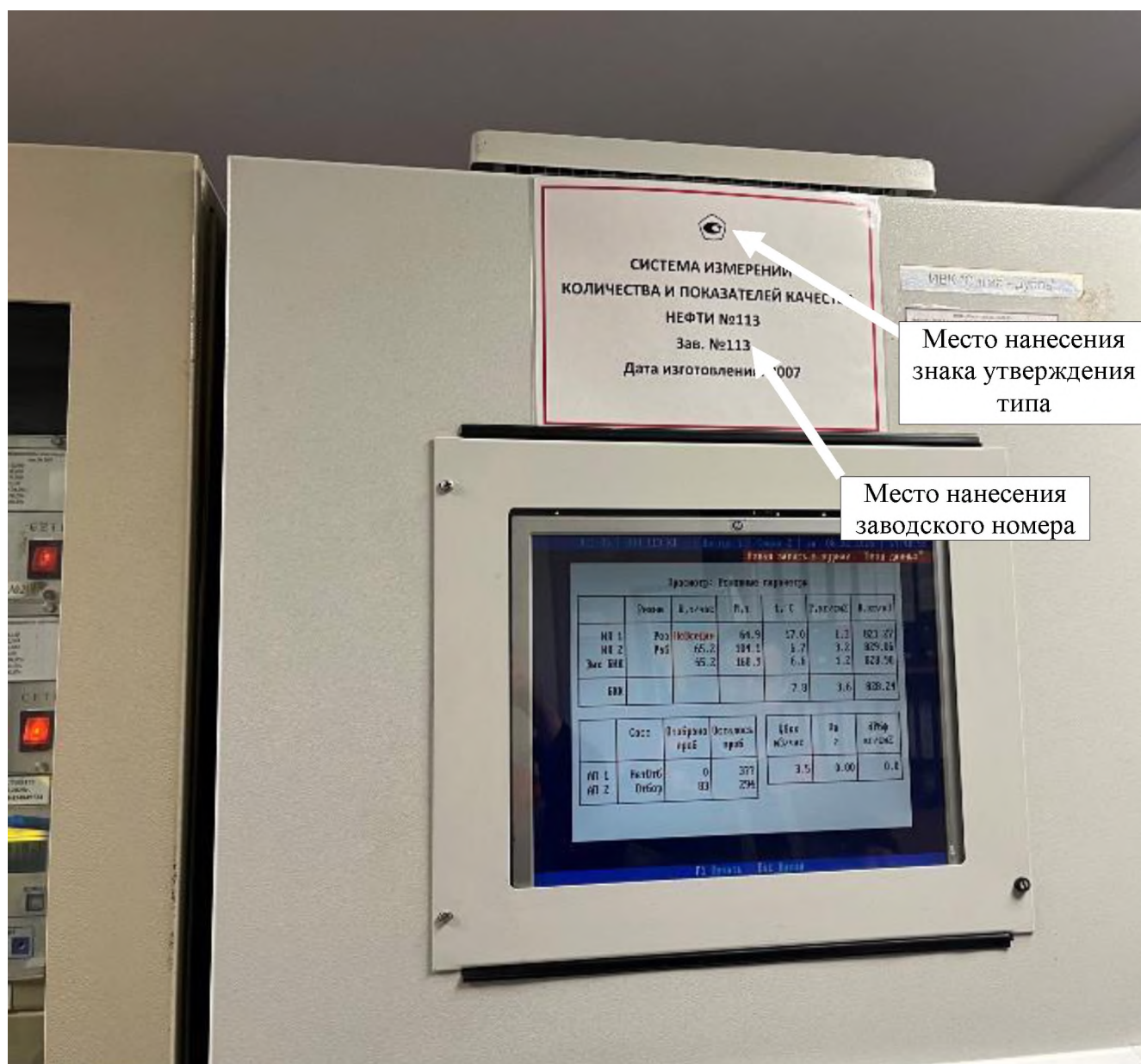


Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера

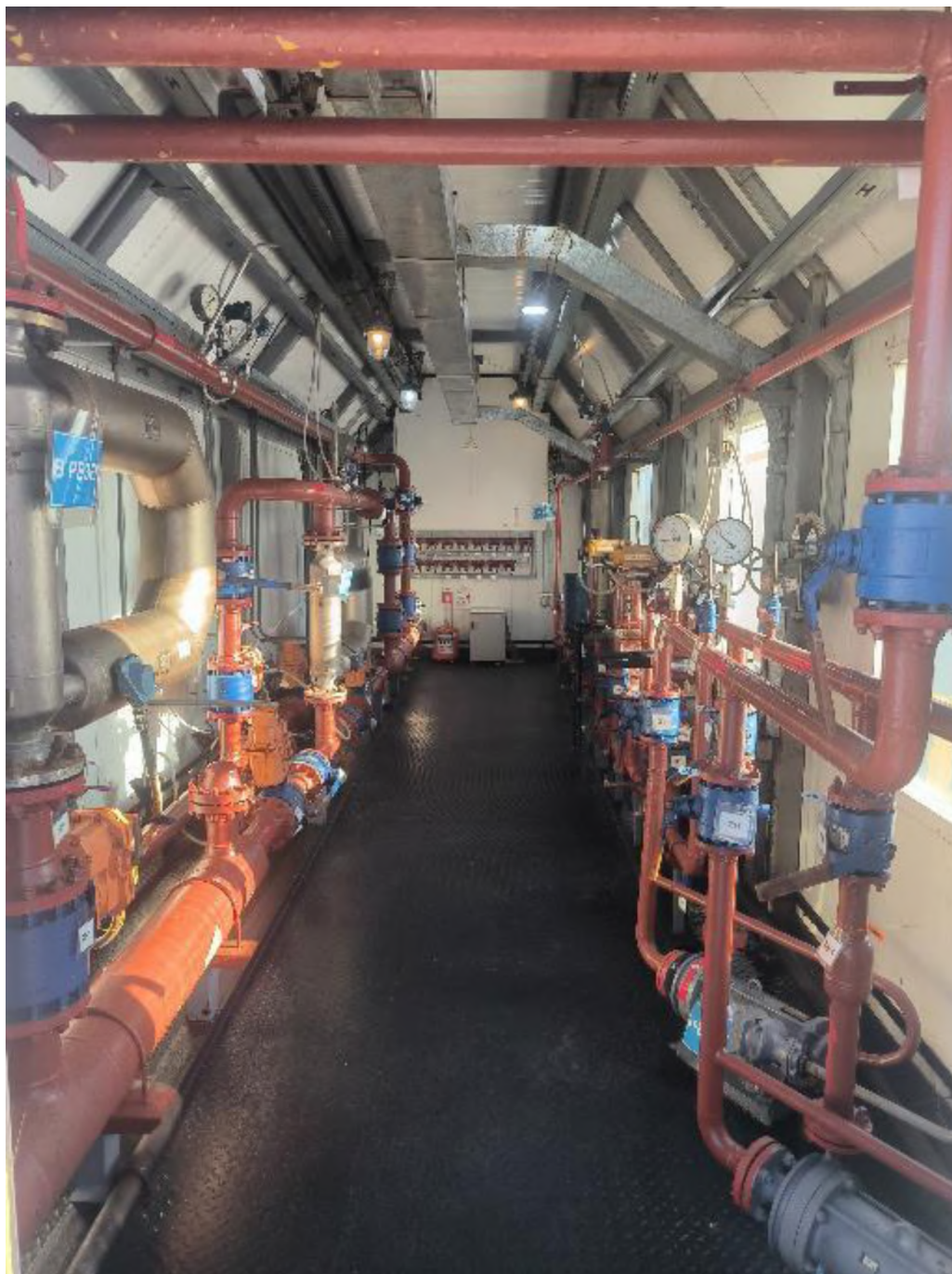


Рисунок 4 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН представлено встроенным прикладным ПО измерительно-вычислительного комплекса и автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора. Метрологические характеристики СИКН нормированы с учётом влияния программного обеспечения на результаты измерений.

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)	АРМ оператора	
Идентификационное наименование ПО	calc.dll	Module2.bas
Номер версии ПО	1.1	1.1
Цифровой идентификатор ПО	44BAA61F	66F2A061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК, место установки	Состав ИК		Диапазон измерений, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
			Первичные измерительные преобразователи	Вторичная часть		
1	ИК массового расхода нефти	2 БИЛ	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 300	Комплексы измерительно-вычислительные Сигма-дубль	от 24 до 160	±0,25
2						

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 24 до 160
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения: – массы брутто нефти, % – массы нетто нефти, %	± 0,25 ± 0,35

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление, МПа – плотность нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м³	от + 5 до + 30 от 0,3 до 4,0 от 800 до 900
– массовая доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более	0,5 0,05 100
Температура окружающего воздуха, °С: – для первичных измерительных преобразователей – для ИБК и АРМ оператора	не ниже + 15 не ниже + 20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом и на информационной табличке, установленной на приборном щите, расположенном в помещении операторной.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 113		1 экз.
Инструкция по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1941/2025 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на узле коммерческого учета нефти № 113 пункта сдачи нефти НПС «Красноленинская» АО «Нефтегаз Югра», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2025.51837.

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» (пункт 6.1.1)

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

Акционерное общество «Нефтегаз Югра»

(АО «Нефтегаз Югра»)

ИНН 8601013859

Юридический адрес: 628186, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.о. Нягань, г. Нягань, ул. Сибирская, д. 21А, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтегаз Югра»

(АО «Нефтегаз Югра»)

ИНН 8601013859

Адрес: 628186, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.о. Нягань, г. Нягань, ул. Сибирская, д. 21А, к. 1

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, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, 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