

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 07 » апреля 2026 г. № 675

Регистрационный № 98198-26

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1530
ПСП «Ангара»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1530 ПСП «Ангара» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, с применением турбинных преобразователей расхода (далее – ТПР) и преобразователей плотности, температуры и давления, выходные сигналы которых поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму. Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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 на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока стационарной трубопоршневой поверочной установки, узла подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ), эталонной ПУ (в блочном здании СИКН), узла регулирования давления и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, трех рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (основное и резервное) (далее – ИВК), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; два автоматизированных рабочих места оператора на базе ПО ПК «Сропос 2.0» (основное и резервное) (далее – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) ПР по передвижной ПУ.

В состав СИКН входят средства измерений, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Средства измерений

Наименование средств измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода турбинные НТМ	79393-20
Преобразователи плотности и вязкости FVM (далее – ПВз)	62129-15
Преобразователи плотности и расхода CDM (далее – ПП)	63515-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-2п (далее – ПВл)	77816-20
Датчики давления Агат-100МТ	74779-19
Датчики давления ЭМИС-БАР	72888-18
Датчики температуры ТСПТ Ех	75208-19
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	75139-19

В состав СИКН входят СИ давления и температуры показывающие, СИ массового расхода жидкости (контроль изокинетичности расхода в БИК), применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) ТПР с применением поверочной установки на месте эксплуатации;
- КМХ рабочих ТПР с применением контрольно-резервного ТПР, применяемого в качестве контрольного;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, актов приема-сдачи, паспортов качества, графических трендов, протоколов событий, журналов регистрации показаний средств измерений СИКН, протоколов КМХ средств измерений, входящих в СИКН;
- проведение КМХ ПП, ПВл, ПВз на месте эксплуатации без прекращения процесса измерений;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа, методик поверки или МИ 3002-2006 (в случае отсутствия требований в описании типа СИ).

Общий вид СИКН приведен на рисунке 1.

Заводской номер 231 СИКН нанесен на информационную табличку, представленную на рисунке 2, закрепленную на блок-здании СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Место
нанесения
заводского
номера

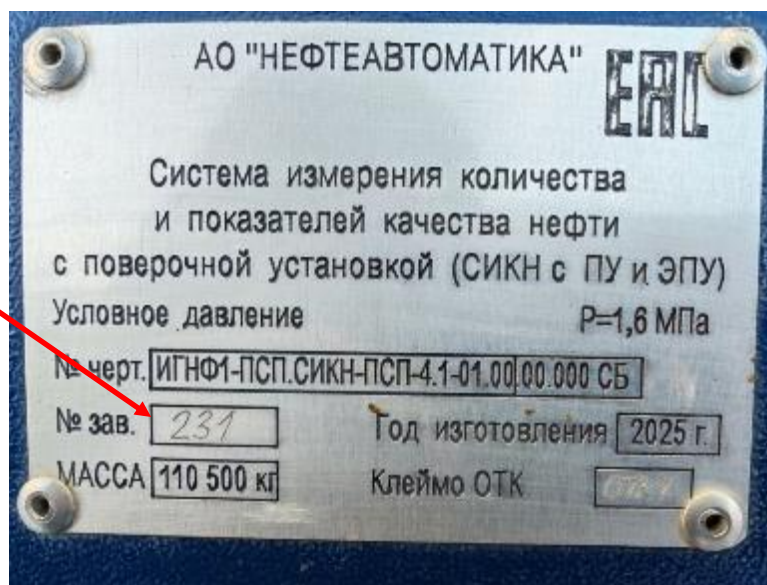


Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИКН приведены в таблицах 2 и 3.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PX.7000.01.10
Цифровой идентификатор ПО	6AC84C68
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3380_Metrology.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	b2504193eba21c4aed5af5734b6f5696
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	KMXPRPR_Metrology.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	7bcc85ecc3e8be890856441165993eac
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	KMXPP_Metrology.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	3105b2bc4ede48955ddf63d606136df8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	KMXSI_Metrology.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	2bc911ac8b0fc4139c033fac27d022b3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	Docs_Metrology.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1
Цифровой идентификатор ПО	8d6d6324f0e17b0bbad8dd29b28e9edc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «высокому» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, т/ч (м ³ /ч)	от 20 (23,26) до 300 (375)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

* - указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

Т а б л и ц а 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – плотность, кг/м ³ – плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м ³ , не более – давление в СИКН, МПа: – минимальное допустимое – максимальное допустимое – расчетное – вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая доля парафинов, % не более – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля серы, % не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более – давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более – содержание свободного газа, %	от +5 до +20 от 800 до 860 860 0,4 1,0 1,6 от 4,5 до 45 0,5 100 0,05 1,45 20 0,6 40 66,7 (500) не допускается
Количество ИЛ, шт.	4 (3 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, %	от -59 до +35 до 100 при +25°С
Режим работы СИКН	непрерывный, автоматизированный
Суммарные потери давления в СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в рабочем режиме - в режиме поверки и КМХ	0,2 0,4

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1530 ПСП «Ангара»	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1416-2025 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1530 ПСП «Ангара», ФР.1.29.2025.52721.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.1.1);

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 № 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 «Газпромнефть-Ангара»
(ООО «Газпромнефть-Ангара»)

Юридический адрес: 625048, Тюменская область, г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8Б, помещ. 16, кабинет 2014
ИНН 8905034804

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(АО «Нефтеавтоматика»)

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Адрес места осуществления деятельности: 450511, Республика Башкортостан, Уфимский р-н, д. Мударисово, ул. Нефтеавтоматики, д. 1

ИНН 0278005403

Телефон: +7(347)292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366