

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2026 г. № 745

Регистрационный № 50362-12

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти, сдаваемой в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Описание средства измерений

СИКН изготовлена в одном экземпляре ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) по проектной документации ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами ее составляющих.

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее по тексту – СРМ) и системы обработки информации.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (далее по тексту - БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (далее по тексту - ТПУ), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из двух рабочих и одной резервной измерительных линий (далее по тексту - ИЛ).

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-85, установленное на выходном коллекторе СИКН.

Блок ТПУ состоит из установки трубопоршневой стационарной в комплекте с преобразователями давления и температуры и обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации с помощью контроллеров измерительные FloBoss S600 со встроенным программным обеспечением (далее - ПО), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированных рабочих мест оператора на базе персонального компьютера

с программным комплексом «Сторос» (далее - ПК «Сторос»), оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF	45115-10
Датчики давления Элемер-100	39492-08
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	29935-05 50519-17
Преобразователь плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10 14557-15
Установки трубопоршневые НАФТА-ПРУВЕР	47680-11
Контроллеры измерительные FloBoss S600	38623-08

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН. Для отбора проб в БИК по ГОСТ 2517-85 применяются пробоотборники автоматические (основной и резервный) и ручной с диспергатором.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне расходов (т/ч) по измерительной линии и в целом по СИКН;

- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), влагосодержания (% об. дол.) в нефти;

- вычисление СОИ массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений в блоке измерений показателей качества и в химико-аналитической лаборатории содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- поверку и контроль метрологических характеристик СРМ по стационарной или передвижной ПУ в комплекте с поточным преобразователем плотности, установленным в блоке измерений показателей качества нефти;

- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;

- защита информации от несанкционированного доступа.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящих в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской № 01 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен ударным способом на шильд-табличке технологического блока СИКН.

Программное обеспечение

ПО СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 (далее по тексту – контроллеров), свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № 1551014-06 ФГУП ВНИИР. К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл контроллера – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется

контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится ПО ПК «Сropos», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Свидетельство о подтверждении соответствия программного обеспечения № НА.ГНМЦ.0160-17 ПО от 22.05.2017 ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО ПК «Сropos» относится файл «metrology.dll».

В ПО СИКН защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- разграничением прав доступа групп пользователей к метрологически значимой части ПО и данным с помощью системы паролей;
- ведением внутреннего журнала фиксации событий.

Идентификационные данные программного обеспечения ПО СИКН приведены в таблице 2.

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

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
АРМ оператора	metrology.dll	1.41.0.0	16BB1771	CRC32
Конфигурационный файл (основной контроллер)	Vozey2012_1	244	fb8	CRC16
Конфигурационный файл (резервный контроллер)	Vozey2012_1	244	fb8	CRC16

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

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 23,4 до 100,0
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +55 до +65
Рабочий диапазон давления, МПа	от 2 до 4
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м³	от 780 до 850
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м³	±0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти при измерении влагомером, %	±0,05
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть»	-	1
Инструкция по эксплуатации	-	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1270-2023 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть», ФР.1.29.2023.46813.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Подпункт 6.1.1 постановления Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 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

Открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(ОАО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24
Телефон: +7 (347) 228-81-70
Факс: 8-800-700-78-68
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366