

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 18 » февраля 2026 г. № 281

Регистрационный № 97781-26

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 804
Южно-Тарасовского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 804 Южно-Тарасовского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (далее – СИКН) предназначена для проведения учетных операций между ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и Ноябрьским УМН АО «Транснефть-Сибирь» ПАО «Транснефть».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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 фильтра, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока стационарной поверочной установки (ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая связь и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из двух рабочих измерительных линий (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: ИВК, осуществляющие сбор измерительной информации; автоматизированные рабочие места оператора (далее – АРМ оператора), формирующие отчетные данные и оснащенные средствами отображения, управления и печати.

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

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-10, 45115-16
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	57762-14
Датчики давления 1151 мод. DP	13849-04
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-04, 14061-10
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02, 24116-08, 24116-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-01
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 244Е	14684-00
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°C), давления (МПа), плотности (кг/м³), и объемной доли воды (%) в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) МПР по ПУ;
- КМХ рабочих МПР по контрольно-резервному МПР;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с их описаниями типа или в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии в описаниях типа СИ информации о пломбировке).

Заводской номер 001-2002 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на шильд-табличку у входа в блок-бокс СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИКН реализована в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2. Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «среднему» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора	ИВК
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0	06.25/25
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771	1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

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

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество ИЛ, шт.	3
Характеристики измеряемой среды:	
– температура, °С	от +5 до +40
– плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 780 до 900
– давление, МПа	от 0,3 до 2,5
– массовая доля воды, %	от 0,01 до 0,5
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
– давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
– содержание свободного газа, %	не допускается
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	400±40, 230±23
– частота переменного тока, Гц	50±0,4
Режим работы СИКН	периодический

Т а б л и ц а 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 804 Южно-Тарасовского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 916-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 804», ФР.1.29.2023.45068.

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, подпункт 6.1.1)

Приказ Росстандарта № 2356 от 26.09.2022 «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

Территориально-производственное предприятие «Когалымнефтегаз» Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

(ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

ИНН 8608048498

Юридический адрес: 628486, Российская Федерация, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Когалым, ул. Дружбы народов, 6

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

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

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

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

