

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «_____» 2025 г. №_____

Регистрационный № 86343-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 263 на ПСП «Киенгоп» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 263 на ПСП «Киенгоп» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова (далее по тексту – СИКН) предназначена для учетно-расчетных операций между ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова и Удмуртским РНУ АО «Транснефть-Прикамье».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных MVTM (далее по тексту – ТПР) по блоку измерительных линий (БИЛ) №1 и прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее по тексту – МПР) по БИЛ №2. Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей ТПР и МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, 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 БИЛ №1, БИЛ №2, блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), блока стационарной поверочной установки (ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая связь и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ №1 состоит из двух резервных измерительных линий (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИЛ №2 состоит из двух рабочих 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: контроллеры измерительные FloBoss S600 и S600+, осуществляющие сбор

измерительной информации; автоматизированные рабочие места оператора (далее по тексту – 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 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	13425-06
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-97
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-10, 14061-15
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-05
Датчики температуры 644	39539-08
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05, 14557-10, 14557-15
Преобразователи плотности измерительные модели 7835	15644-96
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827	15642-96
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Устройства измерения параметров жидкости и газа 7951	15645-96
Контроллеры измерительные ROC/FloBoss (Мод. ROC 306, 312, 364, 809; FloBoss 103, 407, 503, 504, 553, S600)	14661-02
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Счетчики жидкости турбинные МИГ	26776-04
Преобразователи расхода турбинные МИГ-М	65199-16

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного ($\text{м}^3/\text{ч}$) и массового ($\text{т}/\text{ч}$) расхода нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерение 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 кинематической вязкости(сСт) и массовой доли воды (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик ТПР и МПР на месте эксплуатации без прекращения приемо-сдаточных операций по установке трубопоршневой «Сапфир МН-500-2,5» (рег.№ 86746-22) или по передвижной ПУ;
- 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 МИ 3002-2006.

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Заводской номер 01 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на информационную табличку, установленную на площадке СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИКН реализовано в контроллерах измерительных FloBoss S600 и S600+ и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблицах 2 и 3. 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 контроллеров измерительных

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	S600+	S600 (основной)	S600 (резервный)
Идентификационное наименование ПО	–	–	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.30	05.42	05.42
Цифровой идентификатор ПО	e508	eaac	e48c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	–	–	–

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	“Cropos”
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	78ЕАА947
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода через СИКН по БИЛ №1, м ³ /ч	от 203 до 1166
Диапазон измерений массового расхода через СИКН по БИЛ №2, т/ч	от 150 до 1000
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 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды:	
– температура, °С	от +15 до +45
– плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 858 до 886
– давление, МПа	
- рабочее	0,5
- минимальное	0,24
- максимальное	1,0
– вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с	от 8 до 45
– массовая доля воды, %, не более	1,0
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
– содержание свободного газа, %	не допускается
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	220±22, 380±38
– частота переменного тока, Гц	50±0,4
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
– относительная влажность воздуха, %, не более	до 100 при +25°C
– атмосферное давление, кПа	100±5
Режим работы СИКН	непрерывный

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, не менее	10
Средняя наработка на отказ, час	20 000

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 СИ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 263 на ПСП «Киенгоп» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1173-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 263 на ПСП «Киенгоп» ПАО «Удмуртнефть» им В.И. Кудинова», ФР.1.29.2022.43722.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847
Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования
обеспечения единства измерений (перечень, пункт 6.1.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной
проверочной 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 «Итом-Прогресс»
(ООО «Итом-Прогресс»)
ИНН 1841014518

Юридический адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров,
д. 175

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс» (ООО «Итом-Прогресс»)
ИНН 1841014518

Адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

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.