

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2145

Регистрационный № 80125-20

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 3
ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы контроллера измерительно-вычислительного FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплексным методом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла регулирования давления, системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линии (ИЛ) и двух резервных ИЛ.

БИК выполняет функции контроля 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.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (далее – ПР)	15427-01
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм	15427-06
Преобразователи измерительные 644, 3144P, 3244MV	14683-04
Датчики температуры 644, 3144P	39539-08
Преобразователи измерительные 644, 3144P	14683-09
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ	26803-11
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-15
Термометры электронные «ExT-01»	44307-10
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300	48218-11
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7846, 7847	15644-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7827, 7828, 7829	15642-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829)	15642-06
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Анализаторы серы модели ASOMA 682T-HP-EX, ASOMA682T-HP	50181-12
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (заводские №№ 18361865, 18361866)	81438-21

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;

- автоматическое измерение объема, давления, температуры, плотности, вязкости, содержания воды в нефти, содержания серы в нефти;

- автоматическое вычисление массы нетто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
 - формирование и печать отчетных документов;
 - дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
 - автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
 - поверку и контроль метрологических характеристик ПР по стационарной поверочной установке;
 - автоматический отбор объединенной пробы нефти;
 - регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.
- Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.
- Заводской номер СИКН указан в инструкции по эксплуатации.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллеры) и в ПО ПК «Сторос».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО контроллеров и ПК «Сторос» приведены в таблице 2.

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	контроллеры	ПК «Сторос»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.0
Цифровой идентификатор ПО	1990	A1C753F7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 350 ¹⁾ до 4800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

¹ – при вязкости нефти от 43 до 65 мм²/с минимальное значение расхода составляет 400 м³/ч, при вязкости от 66 до 90 мм²/с - 500 м³/ч, при вязкости от 91 до 140 мм²/с - 667 м³/ч, при вязкости от 141 до 200 мм²/с - 533,6 м³/ч

Т а б л и ц а 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-36	ИК силы тока	36 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	±0,04 % (приведенная)
37-45	ИК частоты	9 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,1 Гц (абсолютная)
46-57	ИК количества импульсов	12 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до $16 \cdot 10^6$ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	±1 имп. (абсолютная, на каждые 10000 имп.)
	ИК вычисления расхода, объема и массы	5 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+		±0,01 % (относительная)

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

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	5 (3 рабочих, 2 резервных)
Режим работы СИКН	непрерывный
Режим управления: – запорной арматурой блока измерительных линий – регуляторами расхода	автоматизированный / ручной автоматический / ручной
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,2 до 1,6
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 трёхфазное 220±22 однофазное 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Продолжение таблицы 5

Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – вязкость кинематическая, мм ² /с – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ – давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа, (мм рт. ст.) – 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 – содержание свободного газа	от 850 до 950 от 9 до 100 от +1 до +40 1,0 0,05 300 66,7 (500) 100 5,0 100 не допускается

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 средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика», зав. № 01	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: МН 855-2019 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика», ФР.1.29.2019.35493.

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»;

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «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

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403.

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

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.