

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» марта 2021 г. №237

Регистрационный № 81025-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №425 ПСП «Салават» ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ АО «Транснефть – Урал»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №425 ПСП «Салават» ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ АО «Транснефть – Урал» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Выходные электрические сигналы массовых расходомеров поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера 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.

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

БИЛ состоит из четырех рабочих, одной резервной и одной контрольно-резервной измерительных линий.

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 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ.

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.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
расходомеры массовые Promass 83F	15201-07
преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
датчики температуры 644, 3144P	39539-08
расходомер UFM 3030 DN 25	32562-09
преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06
влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
преобразователи измерительные 644	14683-09
термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (заводские №№ 18361964, 18361965, 18361966, 18361968)	-

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 (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (сСт) нефти, содержания воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- контроль метрологических характеристик расходомеров массовых по стационарной поверочной установке в комплекте с поточным преобразователем плотности;
- поверку ИК массового расхода по стационарной поверочной установке в комплекте с поточным преобразователем плотности
- поверку стационарной ТПУ по передвижной 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.

Пломбировка расходомеров массовых осуществляется с помощью с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

Пломбировка контроллера осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольной проволоке, пропущенной через специальные отверстия, предусмотренные на корпусе контроллера.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах FloBoss S600+ и в ПО ПК «Сропос».

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

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Сропос»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	1.37
Цифровой идентификатор ПО	1990	DCB7D88F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 194,35 до 833,17
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплексным 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
1-96	ИК силы тока	96 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	От 4 до 20 мА	±0,04 % (приведенна)
97-127	ИК частоты	32 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,1 Гц (абсолютная)
128-175	ИК количества импульсов	48 (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)

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установок)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
	ИК вычисления расхода, объема и массы	4 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	-	±0,01 % (относительная)
176-181	ИК массового расхода нефти	6 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3, ИЛ 4, ИЛ 5, ИЛ 6)	Расходомеры массовые Promass	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	от 60 до 800 т/ч	±0,25% ¹⁾ (±0,20%) ²⁾ (относительная)

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на рабочих ИЛ;
²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на контрольно-резервной ИЛ, применяемым в качестве контрольного.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от -48 до +41
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40/220±22 50
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Средний срок службы, лет, не менее	15
Режим работы СИКН	непрерывный
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды	
– плотность, кг/м ³	от 845 до 890
– давление, МПа	от 0,4 до 1,6
– температура, °С	от +2,6 до +28,0
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– вязкость кинематическая, сСТ	От 14,6 до 70,0
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300,0
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более	66,7 (500)
– массовая доля серы, %, не более	3,5
– массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ , не более	100,0
– массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , не более	100,0

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ АО «Транснефть-Урал», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0491-20 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ, зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2012.12673 (с изменением №1 от 15.03.2013 и изменением №2 от 03.08.2015).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти СИКН №425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ

ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений

Приказ Минэнерго России № 179 от 15.03.2016 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений

