

Приложение № 5
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2359

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток» (далее по тексту – 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: преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительных контроллеров 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 комплектным 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 одной контрольно-резервной 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.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (Ду от 2 до 16 дюймов) (далее – ПР)	16128-06
Преобразователь расхода жидкости турбинные MVTM Ду от	16128-10

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
2” до 16”	

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Датчик температуры Rosemount 644, Rosemount 3144Р	63889-16
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Датчик давления Метран-100	22235-01
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ	26803-06
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ	26803-11
Манометры, мановакуумметры, напоромеры, тягонапоромеры показывающие МП (манометры), МВП (мановакуумметры), НП (напоромеры), ТНП (тягонапоромеры)	28544-14
Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, тягонапоромеры, дифманометры показывающие, сигнализирующие МПю и МП (показывающие), ЭкМю и ЭкМ (сигнализирующие)	47452-11
Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, дифманометры показывающие и сигнализирующие МП, НП, ЭКН и ЭКМ, ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, ДП и ЭКД	59554-14
Манометры показывающие ТМ, ТВ, ТМВ и ТМТБ	25913-08
Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры ФТ	60168-15
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Термометр электронный ЕхТ-01/1	44307-10
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4	303-91
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модель 7835	15644-06
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-01
Преобразователь плотности и расхода CDM 100Р	63515-16
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модель (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модель 7829	15642-06

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM	62129-15
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05

Окончание таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (заводские №№ 18361870, 17974122)	-

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 и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- вычисление массы нетто нефти 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;
- КМХ ПР рабочих ИЛ с помощью ПР контрольно-резервной ИЛ;
- КМХ и поверка ПР рабочих ИЛ и ПР контрольно-резервной ИЛ с применением ПУ.

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

Пломбировка преобразователей расхода осуществляется 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 измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Cropos».

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 ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.40.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1990	23B7F731
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 600 до 5000
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 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, 2, 3, 4	ИК объемного расхода нефти	4 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3, ИЛ4)	Преобразователи расхода жидкости турбинные МVTM	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	±0,15 % ¹⁾ (±0,10 %) ²⁾ (относительная)
5-40	ИК силы тока	36 (СОИ)	-	Аналоговые входы	от 4 до 20 мА	±0,04 % (приведенна

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
				контроллеров измерительных FloBoss S600+		я)
41-49	ИК частоты	9 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,1 Гц (абсолютная)
50-61	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.)
62-65	ИК вычисления расхода, объема и массы	4 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	-	±0,01 % (относительная)
<p>¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода на рабочих ИЛ;</p> <p>²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода на контрольно-резервной ИЛ, применяемым в качестве контрольного.</p>						

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	Непрерывный автоматический
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ – вязкость кинематическая, мм ² /с давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа, (мм рт. ст.) массовая доля парафина, %, не более – массовая доля серы, %, не более массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	от 815 до 885 от 0,2 до 4,0 от -5* до +40 0,5 0,05 100,0 от 5,0 до 35,0 66,7 (500) 6,0 1,3 40,0

Наименование характеристики	Значение
– содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40/230±23 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Средний срок службы, лет, не менее	10
* – влагомер применяется только при значении температуры нефти в БИК не менее +5 °С. Для обеспечения стабильных положительных температур +5 °С и выше) поток нефти подводящих трубопроводов БИК проходит через теплообменники пункта подогрева нефти.	

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 № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток», зав. № 777	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Формуляр на Систему измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток»		1 экз
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0484-20 МП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0484-20 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток». Методика поверки», утверждённой ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 14.05.2020 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256;

- рабочий эталон 2 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений силы постоянного электрического тока, утвержденной приказом Росстандарта от 1.10.2018 г. № 2091 в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А, с относительной погрешностью $1,6 \cdot 10^{-2} \div 2 \cdot 10^{-3}$, с допускаемой относительной погрешностью от $1 \cdot 10^{-4}$ до $2 \cdot 10^{-2}$;

- рабочий эталон 4 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерения времени и частоты, утвержденной приказом Росстандарта от 31.07.2018г. № 1621;

- средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток», свидетельство об аттестации №123-РА.RU.312546-2020.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток»

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

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. 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

Великолукский завод «Транснефтемаш» - филиал Акционерного общества «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН: 5260900725

Адрес: 182115, Россия, Псковская область, г. Великие Луки ул. Гоголя, д. 2

Тел./факс: +7(81153) 9-26-67

Заявитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403.

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

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

Факс: +7(347) 279-88-99;

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, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.