

Приложение № 19
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2413

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 103 ПСП НПС-21

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 103 ПСП НПС-21 (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу за отчетный интервал времени.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с применением преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта (см. рисунок 1). Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

СИКН конструктивно состоит из блока измерительных линий (БИЛ) в составе шести рабочих, двух резервных и одной контрольно-резервной измерительных линий (ИЛ); блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК); системы обработки информации.

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
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Ду 10" (далее – ТПР)	16128-10
Преобразователи давления измерительные 3051 ¹	14061-10, 14061-04
Датчики температуры 644, 3144P, модели 3144P ¹	39539-08
Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P, модели Rosemount 3144P ¹	63889-16
Преобразователи давления AUTROL мод. ART3100, ART3200,	37667-08
Преобразователи давления измерительные EJX	28456-09
Термометры электронные «ЕхТ-01»	44307-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7846, 7847), модели 7835 ¹ (далее – ПП)	15644-06, 15644-01
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847, модели 7835 ¹	52638-13
Преобразователи плотности и расхода CDM ¹	63515-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм ¹ (далее – ВН)	14557-05, 14557-10, 14557-15
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели моделей 7825, 7826, 7827, 7828, 7829, модели 7829 ¹ (далее – ПВ)	15642-06
Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM, модели FVM ¹	62129-15
Расходомер UFM 3030	32562-09, 32562-06
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTOSONIC 3400 ¹	57762-14
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200	22734-06
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-400	15773-11
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН –Е2Н	42693-09
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	20054-06
¹⁾ Средства измерений имеют резерв, находящийся на хранении (применяются при необходимости замены средств измерений)	

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории;
- автоматическое измерения давления и температуры нефти с помощью средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- автоматические измерения плотности, вязкости, содержания воды в нефти;

- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) ИК объемного расхода рабочих ИЛ по контрольно-резервной ИЛ;
- проведение поверки и КМХ ИК объемного расхода с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной;
- проведение КМХ ПП, ВН, ПВ на месте эксплуатации без прекращения процесса измерений;
- автоматический и ручной отбор проб;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты.

Схема пломбировки СИКН от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки на преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Ду 10" представлена на рисунке 2. Знак поверки наносится давлением на пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

место нанесения
знака поверки

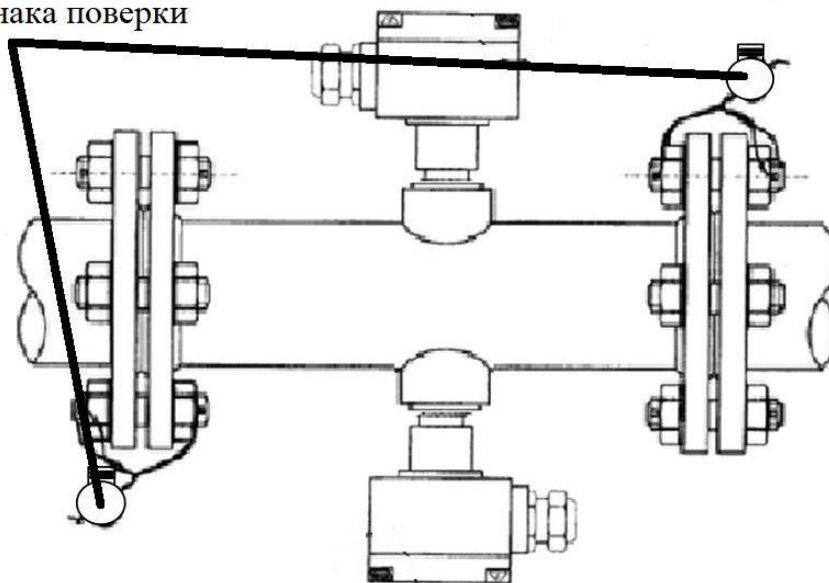


Рисунок 2 – Схема пломбировки СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблицах 2, 3.

Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	1990

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ОЗНА-Flow	ОЗНА-Flow
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.3	T.1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	8E093555	D5EEB777

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 4, 5, 6.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон изменения массового (объемного) расхода нефти через СИКН, т/ч (м ³ /ч)	от 500 до 8200 (от 600 до 9200)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 5 – 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	ИК объема нефти	1 (ИЛ 1)	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10"	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	± 0,15 %
2		1 (ИЛ 2)	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10"	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	± 0,15 %
3		1 (ИЛ 3)	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10"	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	± 0,15 %
4		1 (ИЛ 4)	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10"	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	± 0,15 %
5		1 (ИЛ 5)	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10"	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	± 0,15 %
6		1 (ИЛ 6)	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10"	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	± 0,15 %
7		1 (ИЛ 7)	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10"	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	± 0,15 %
8		1 (ИЛ 8)	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10"	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	± 0,15 %
9		1 (ИЛ 9)	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 10"	Контроллер измерительный FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	± 0,15 % ¹⁾ (± 0,10 %) ²⁾

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода на контрольно-резервной ИЛ, применяемой в качестве резервной;
²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода на контрольно-резервной ИЛ, применяемой в качестве контрольной.

Таблица 6 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование, %	от +5 до +40 от 30 до 80
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока трехфазное, В - напряжение переменного тока однофазное, В - частота переменного тока, Гц	380 ± 38 220 ± 22 50 ± 1
Средний срок службы, год, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами:	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование, %	от +5 до +40 от 30 до 80
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока трехфазное, В - напряжение переменного тока однофазное, В - частота переменного тока, Гц	380 ± 38 220 ± 22 50 ± 1
Средний срок службы, год, не менее	10
- давление измеряемой среды, МПа - вязкость кинематическая, мм ² /с - плотность нефти, кг/м ³ - температура нефти, °С - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более	технические условия» от 0,2 до 2,5 от + 5 до + 50 от 815 до 885 от - 8,5 до + 40 0,5 100 0,05

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 103 ПСП НПС-21 Заводской № 2020-001	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.
Методика поверки	МП 1848-14-2020	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 1848-14-2020 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 103 ПСП НПС-21. Методика поверки», утверждённому ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.08.2020 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда из части 2 ГПС, утвержденной приказом Росстандарта от 7 февраля 2019 г. № 256.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН, а также на пломбы, установленные в соответствии со схемой пломбировки от несанкционированного доступа, представленной на рисунке 2.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 103 ПСП НПС-21 «Сковородино» филиала

«Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть – Восток», регистрационный номер ФР.1.29.2020.38094.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 103 ПСП НПС-21

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 г. № 179 «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 от 7 февраля 2019 г. № 256 «Об утверждении Государственной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть - Восток»

(ООО «Транснефть - Восток»)

ИНН 3801079671

Адрес: 665734, Россия, Иркутская обл., г. Братск, жилой район Энергетик, ул. Олимпийская, д. 14

Тел.: +7(421) 291-15-03

E-mail: vsmn@vsmn.transneft.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА -Инжиниринг»

(ООО «НПП ОЗНА - Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205А

Тел.: +7(347) 292-79-10, 292-79-11, факс: +7(347) 292-79-15

E-mail: ozna-eng@ozna.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 420088, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Тел.: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32

Сайт: www.vniir.org; e-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592