

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84713-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 922 ПСП «Находка»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 922 ПСП «Находка» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

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. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН конструктивно состоит из блока измерительных линий (БИЛ) в составе трех рабочих 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 от 2” до 16”, MVTM Ду 10”* (далее - ТПР)	16128-10

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+, модели S600+ ** (далее - ИВК)	38623-11
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модели 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-05
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Датчики температуры 644, 3144P	39539-08
Преобразователи измерительные 644, 3144P	14683-09
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	56381-14
Расходомер UFM 3030	32562-09
Расходомер ультразвуковой, UFM 3030	48218-11
* - первичные измерительные преобразователи измерительных каналов объема (объемного расхода) нефти. ** - измерительные компоненты измерительных каналов объема (объемного расхода) нефти (вторичная часть измерительного канала).	

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости 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;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- 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;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты. Заводской номер СИКН нанесен на шильдик, установленный на СИКН.

Схема пломбировки СИКН от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки на ТПР представлена на рисунке 1. Знак поверки наносится давлением на пломбы, установленные на контровочных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

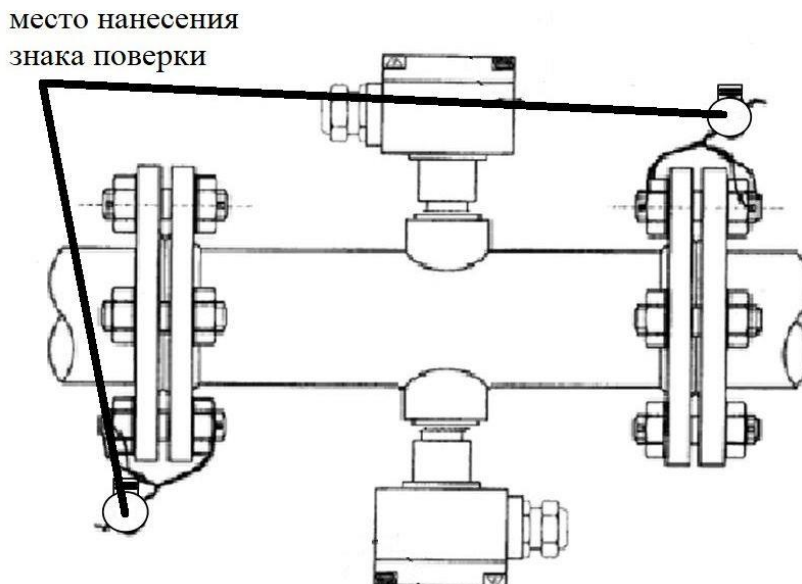


Рисунок 1 – Схема нанесения знака поверки СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и ПО автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2. Метрологические характеристики системы указаны с учетом влияния ПО. Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПО АРМ Оператора «Metering-AT»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	MeteringAT.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09e/09e	1.2.5.0
Цифровой идентификатор ПО	0259	2c965f74cac3ced8b8c2a8cbf4569c5a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	MD5

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 (МХ) СИКН

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений объемного расхода *, м ³ /ч	от 383 до 6400
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 4 – Состав и основные МХ измерительных каналов (ИК)

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	ИК объемного расхода нефти	1 (БИЛ)	ТПР	Аналоговые входы ИВК	от 405 до 1809 м ³ /ч	±0,15 %
2	ИК объемного расхода нефти	1 (БИЛ)	ТПР	Аналоговые входы ИВК	от 405 до 1809 м ³ /ч	±0,15 %
3	ИК объемного расхода нефти	1 (БИЛ)	ТПР	Аналоговые входы ИВК	от 405 до 1809 м ³ /ч	±0,15 %
4	ИК объемного расхода нефти	1 (БИЛ)	ТПР	Аналоговые входы ИВК	от 405 до 1809 м ³ /ч	±0,15 %
5	ИК объемного расхода нефти	1 (БИЛ)	ТПР	Аналоговые входы ИВК	от 383 до 1900 м ³ /ч	±0,15 %* ±0,10 %**
* - пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве резервного.						
** - пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве контрольного.						

Таблица 5 - Технические характеристики СИ

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38/220±22 50±1
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Режим работы СИКН	Непрерывный, автоматизированный
Физико-химические показатели измеряемой среды: - плотность при температуре измеряемой среды 20 °С и избыточном давлении равном нулю, кг/м ³ - давление, МПа - температура, °С - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более - содержание свободного газа - вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с	от 830 до 900 от 2,07 до 4,0 от -8* до +40 1,0 900 0,05 не допускается от 5,0 до 60,0
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в помещении, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % - атмосферное давление, кПа	от -20 до +50 от +5 до +25 от 45 до 80 от 84,0 до 106
Срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
* - влагомер применяется только при значении температуры нефти в БИК не менее +5 °С. Перед БИК установлен подогреватель нефти для поддержания рабочей температуры нефти в БИК от +5 °С до +50 °С.	

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 922 ПСП «Находка», заводской № 2012-002	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 922 ООО «Транснефть - Порт Козьмино».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 922 ПСП «Находка»

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 № 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

Закрытое акционерное общество «Аргоси» (ЗАО «Аргоси»)

ИНН: 7719606403

Юридический адрес: Россия, 301087, Тульская обл., Чернский район, пос. Воропаевский.

Почтовый адрес: Россия, 115054, г. Москва, Стремянный переулок, д. 38.

Тел./факс: 8 (495) 544-11-35, 8 (495) 544-11-36

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 местонахождения: 420088, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592

