

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» января 2022 г. № 221

Регистрационный № 84548-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой ООО «Густореченский участок»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой ООО «Густореченский участок» (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, содержания объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в комплекс измерительно-вычислительный, который принимает и обрабатывает информацию с последующим вычислением массы нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет автоматизированное рабочее место оператора, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей в испытательной лаборатории.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. Конструктивно СИКНС состоит из основных функционально объединенных блоков:

- блок измерительных линий, предназначенный для непрерывных измерений массового расхода и массы нефти;
- блок измерений параметров нефти (далее - БИК), предназначенный для непрерывных измерений параметров нефти;
- система обработки информации, предназначенная для сбора и обработки сигналов, поступающих от измерительных преобразователей, вычислений количества и контроля параметров нефти.

В составе СИКНС функционально выделены измерительные каналы (ИК) массы и массового расхода нефти, плотности нефти.

В состав указанных блоков входят измерительные компоненты, по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерениях параметров нефти, контроле технологических режимов работы СИКНС. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКНС и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Измерительные компоненты СИКНС, участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерениях параметров нефти, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на такие же измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики - расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF 200 с преобразователями серии 2700 (далее – СРМ)	45115-10
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом модели Метран-274	21968-06
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	38548-13
Преобразователи давления измерительные EJX	28456-04; 28456-09
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*	59868-15
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2	14557-01
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-01
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (далее – ИВК)	43239-15
Расходомер жидкости турбинный типов PTF и PNF, типа PTF	11735-06

В состав СИКНС входят показывающие средства измерений (СИ) давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКНС.

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерения массы и массового расхода нефти с применением СРМ, ИВК, преобразователей давления и температуры по каждой измерительной линии и по СИКНС в целом;
- вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей в испытательной лаборатории;
- измерения температуры, избыточного давления, плотности, объемной доли воды в нефти, объемного расхода нефти в БИК;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих СИ;
- определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти с применением поверочной установки;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочего СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию;
- регистрацию результатов измерений, их хранение и передачу в систему верхнего уровня;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Конструкцией СИКНС предусмотрено место нанесения заводского номера на маркировочной табличке, установленной на СИКНС.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, предусмотрены места установки пломб. Методом давления наносится оттиск клейма поверителя на две свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на противоположных фланцах первичного измерительного преобразователя СМФ 200 и пломбу, установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус преобразователя серии 2700, а также наносится оттиск клейма сервисной организации, обслуживающей СРМ, на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус процессора первичного измерительного преобразователя СМФ 200.

Схемы установки пломб для защиты от несанкционированного доступа первичного измерительного преобразователя СМФ 200 и преобразователя серии 2700 с местами установки пломб представлены на рисунках 1 и 2.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835, входящего в состав ИК плотности, методом давления наносится оттиск клейма сервисной организации, обслуживающей преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, на пломбирочную мастику, нанесенную на винт с чашеобразной шайбой на крышке электронной части преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835 или на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на контрольной проволоке, пропущенной по диагонали крышки через отверстия в винтах, а также на две пломбы, установленных на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на противоположных фланцах.

Схема установки чашеобразной шайбы с пломбирочной мастикой и пломб для защиты от несанкционированного доступа преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835 с местами установки чашеобразной шайбы с пломбирочной мастикой и пломб представлены на рисунке 3.

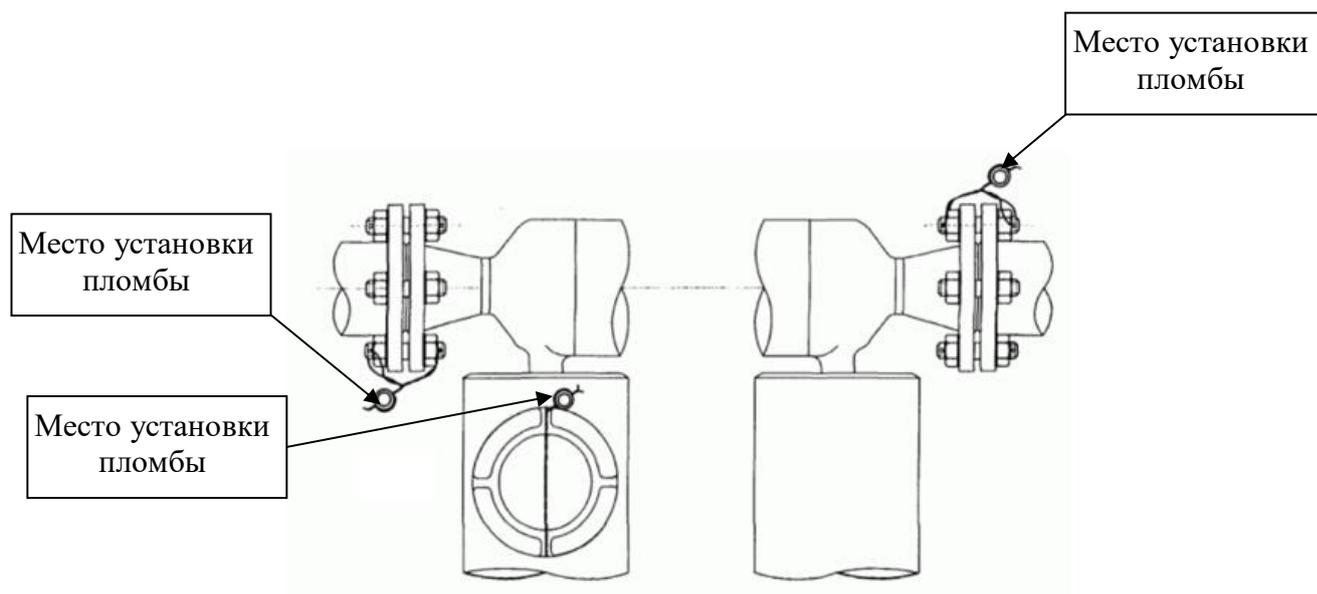


Рисунок – 1 Схема установки пломб для защиты от несанкционированного доступа первичного измерительного преобразователя СМФ 200 и процессора.



Рисунок – 2 Схема установки пломб для защиты от несанкционированного доступа преобразователя серии 2700.

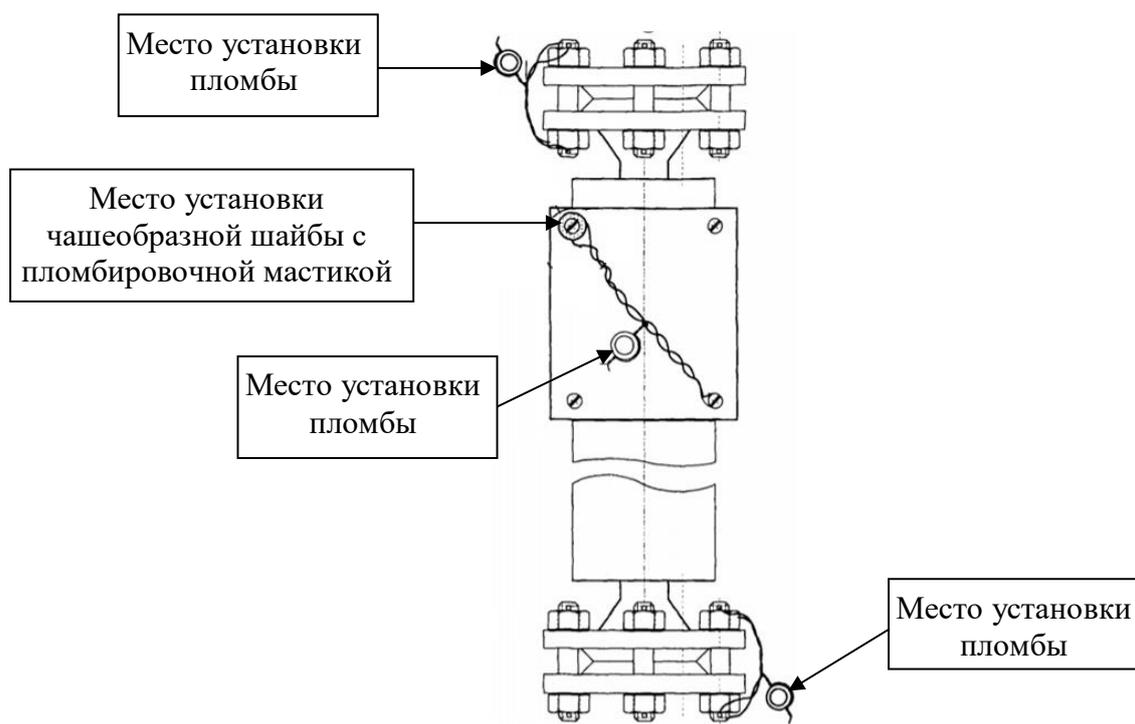


Рисунок – 3 Схема установки чашеобразной шайбы и пломб для защиты от несанкционированного доступа преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835.

Программное обеспечение

СИКНС имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест оператора СИКНС на базе ПО «АРМ оператора МКАИР». Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2. Метрологические характеристики СИКНС указанные в таблицах 3, 4 приведены с учетом влияния ПО ИВК.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием системы ограничения доступа, установкой логина и пароля разного уровня доступа.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	«АРМ оператора МКАИР»
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	mplc_calc_sikn.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	6.10	1.0
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6	AAECD643
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики ИК и СИКНС приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным методом поверки

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК массы и массового расхода нефти	2 (ИЛ 1, ИЛ 3)	СРМ	ИВК	от 7 до 67 т/ч	$\pm 0,25\%$ ¹⁾ , $\pm 0,20\%$ ²⁾
3	ИК плотности нефти	1 (БИК)	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	ИВК	от 700 до 1100 кг/м ³	$\pm 0,3$ кг/м ³
<p>¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с рабочим СРМ и контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве резервного.</p> <p>²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве контрольного.</p>						

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти *, т/ч	от 7 до 67
Пределы допускаемой относительной погрешности:	
- при измерениях массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
- массы измерениях массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
* - указан максимальный диапазон измерений, фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть
Параметры измеряемой среды: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - плотность измеряемой среды при 20 °С, кг/м ³ - плотность измеряемой среды при 15 °С, кг/м ³ - кинематическая вязкость измеряемой среды, мм ² /с (сСт), не более - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более - содержание свободного газа	от 0,3 до 4,0 от +5 до +50 от 870,1 до 895,0 от 873,6 до 898,4 50,0 2,0 100 0,05 66,7 (500) не допускается

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Режим работы СИКНС	периодический*
Параметры электрического питания: - напряжение питания переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220 ±22, однофазное 50±1
* СИКНС может обеспечивать непрерывный режим работы	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Система измерений количества и параметров нефти сырой ООО «Густореченский участок», заводской № 001	–	1 экз.
Инструкция по эксплуатации СИКНС	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ООО «Густореченский участок».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой ООО «Густореченский участок»

Приказ Росстандарта 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»

Постановление правительства Российской Федерации № 1847 от 16.11.2020 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Густореченский участок» (ООО «Густореченский участок»)

ИНН 7730238866

Адрес: 121087, г. Москва, Багратионовский проезд, дом 7, корпус 1, этаж/пом/ком 02/1/08,09

Телефон: 8 (495) 259 82 89

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: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592.

