

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2672

Регистрационный № 87202-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ЗАО «Колванефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ЗАО «Колванефть» (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы нефти, поступающей из резервуарного парка УПН Северо-Ютымского месторождения ЗАО «Колванефть» в напорный нефтепровод ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» «ДНС-1 Тайлаковского м/р – УПН Ново-Покурского м/р».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением 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 механических примесей, массовой доли хлористых солей в испытательной лаборатории, массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды в нефти с применением преобразователя содержания объемной доли воды в нефти или результатам определения массовой доли воды 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 массы нефти (одна рабочая измерительная линия (ИЛ) и одна контрольно-резервная ИЛ);
- блок измерений параметров нефти (далее – БИК), предназначенный для непрерывных измерений параметров нефти;
- система обработки информации, предназначенная для сбора и обработки сигналов, поступающих от преобразователей, вычислений количества и контроля параметров нефти.

В составе СИКНС функционально выделены измерительные каналы (ИК) массы и массового расхода нефти, плотности нефти, объемного расхода нефти в БИК, температуры нефти, давления нефти и объемной доли воды в 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 и оборудование СИКНС размещаются в отопляемом помещении.

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
Расходомеры массовые Promass, состоящие из первичных преобразователей расхода Promass F и электронных преобразователей 83 (далее – РМ)	15201-11
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (далее – преобразователи сопротивления)	22257-11
Преобразователи измерительные 644 (далее – преобразователи измерительные)	14683-09
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры (далее – преобразователи измерительные)	14683-00
Преобразователи измерительные Rosemount 644 (далее – преобразователи измерительные)	56381-14
Датчики температуры Rosemount 644 (далее – датчики температуры)	63889-16
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270 (далее – датчики температуры)	21968-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (далее – преобразователи сопротивления)	53211-13
Преобразователи давления измерительные 3051 (далее – преобразователи давления)	14061-10, 14061-15
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (модификация УДВН-1пм1) (далее – ВП)	14557-10, 14557-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	15644-06, 52638-13
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (далее – ИВК)	57563-14
Счетчик нефти турбинный МИГ	26776-08

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

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерения массы нефти с применением РМ и ИВК по каждой ИЛ и по СИКНС в целом;
- вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей в испытательной лаборатории, массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды в нефти с применением преобразователя содержания объемной доли воды в нефти или по результатам определения массовой доли воды 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 РМ с применением контрольно-резервного РМ, применяемого в качестве контрольного;
- автоматический и ручной отбор проб нефти 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 несанкционированных настройки и вмешательства программными средствами.

Заводской номер СИКНС нанесен ударным методом на маркировочную табличку, установленную на внешней стороне блок-бокса СИКНС.

Для исключения возможности несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, конструкцией РМ, входящих в состав ИК массы и массового расхода нефти, предусмотрены места установки пломб. Методом давления наносится знак поверки на две свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на противоположных фланцах первичного преобразователя расхода Promass F, а также наносится оттиск клейма сервисной организации, обслуживающей СИКНС, а также на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на контрольной проволоке, пропущенную через отверстие в винте-фиксаторе крышки электронного преобразователя 83.

Схемы установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства первичного преобразователя расхода Promass F и электронного преобразователя 83 с местами установки пломб представлены на рисунках 1 и 2.

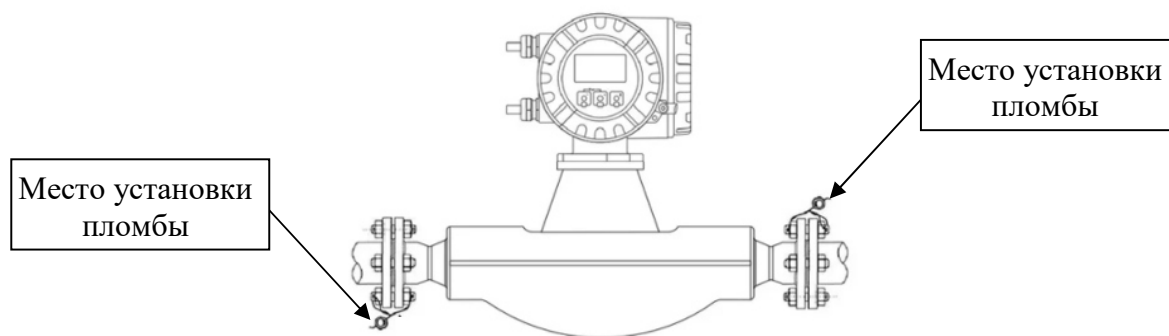


Рисунок 1 – Схема установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства первичного преобразователя расхода Promass F

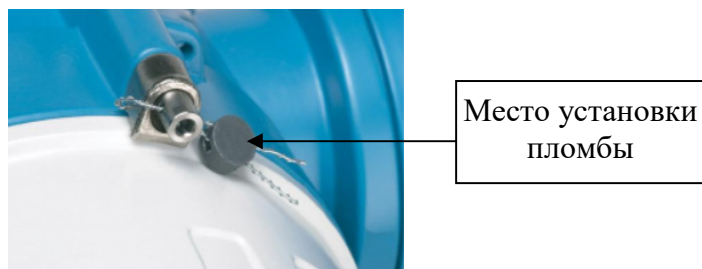


Рисунок 2 – Схема установки пломбы для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства электронного преобразователя 83

Для исключения возможности несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений ПП, входящего в состав ИК плотности нефти, методом давления наносится оттиск клейма сервисной организации, обслуживающей СИКНС, на пломбировочную мастику, нанесенную на винт с чашеобразной шайбой на крышке электронной части ПП или на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на контровочной проволоке, пропущенной по диагонали крышки через отверстия в винтах, а также на две пломбы, установленных на контровочных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на противоположных фланцах.

Схема установки чашеобразной шайбы с пломбировочной мастикой и пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства ПП с местами установки чашеобразной шайбы с пломбировочной мастикой и пломб представлены на рисунке 3.

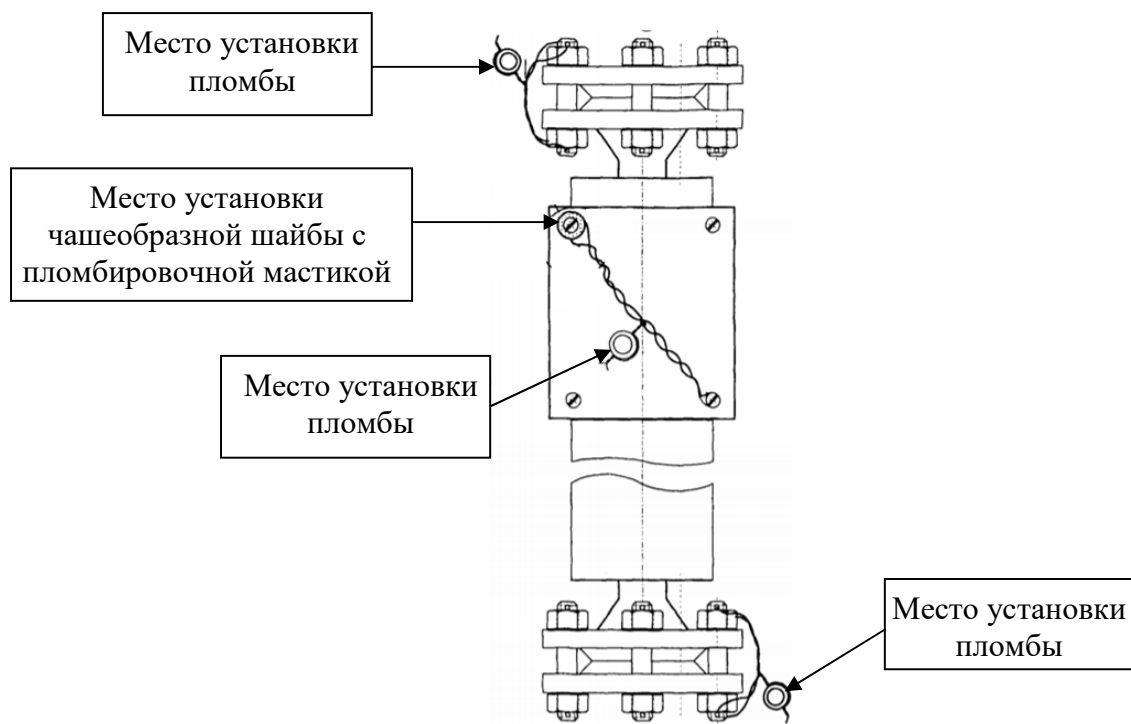


Рисунок 3 – Схема установки чашеобразной шайбы с пломбировочной мастикой и пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства ПП

Для исключения возможности несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений ВП, входящего в состав ИК объемной доли воды в нефти, методом давления наносится оттиск клейма сервисной организации, обслуживающей СИКНС, на две свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в диаметрально противоположных шпильках крепления ВП к фланцам.

Схема установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства ВП с местом установки пломб представлена на рисунке 4.

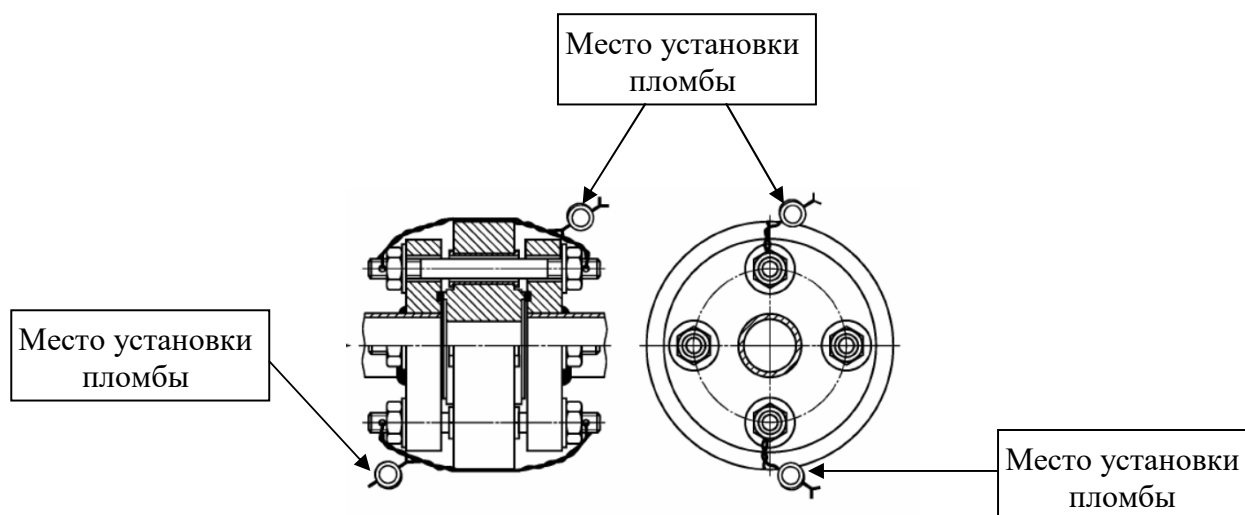


Рисунок 4 – Схема установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства ВП

Для исключения возможности несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений счетчика нефти турбинного МИГ, входящего в состав ИК объемного расхода нефти в БИК, методом давления наносится знак поверки на две свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на противоположных фланцах счетчика нефти турбинного МИГ, а также наносится оттиск клейма сервисной организации, обслуживающей СИКНС, на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на контрольной проволоке, крестообразно охватывающей крышку клеммной коробки и трубу ИЛ, или на пломбировочную мастику, нанесенную на шляпку соединительного винта с пломбировочной чашкой на корпусе клеммной коробки.

Схема установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства счетчика нефти турбинного МИГ с местом установки пломб представлена на рисунке 5.

Схема установки пломбировочной чаши с мастикой и пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства счетчика нефти турбинного МИГ с местами установки пломбировочной чаши с мастикой и пломб представлены на рисунке 6.

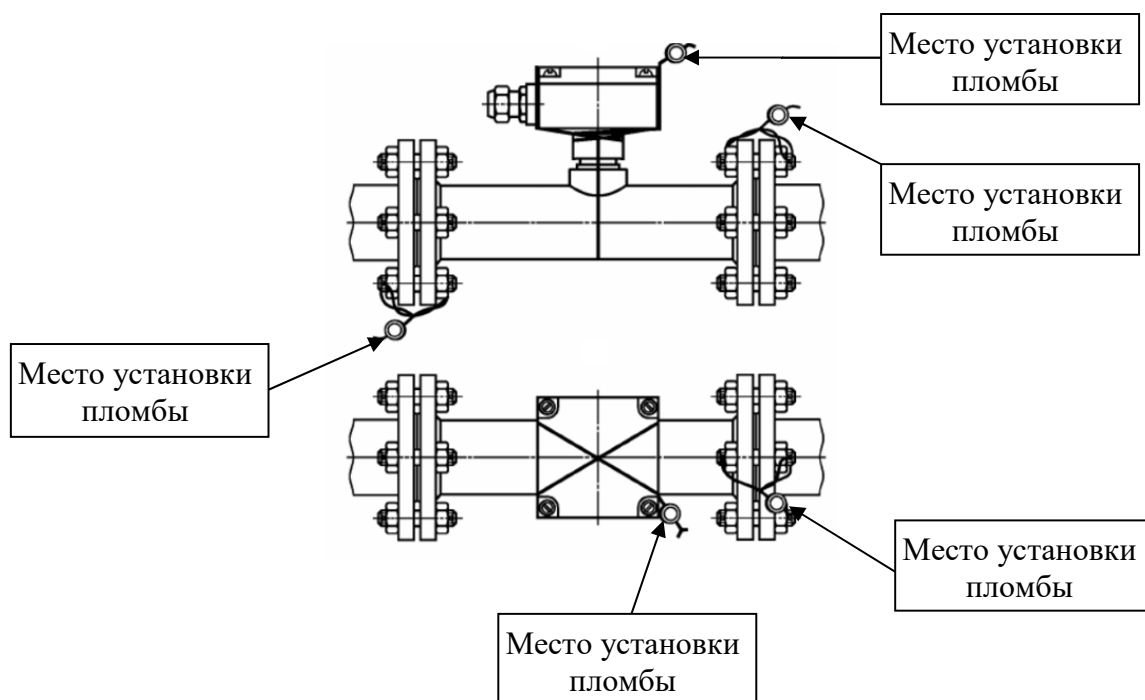


Рисунок 5 – Схема установки пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства клеммной коробки счетчика нефти турбинного МИГ

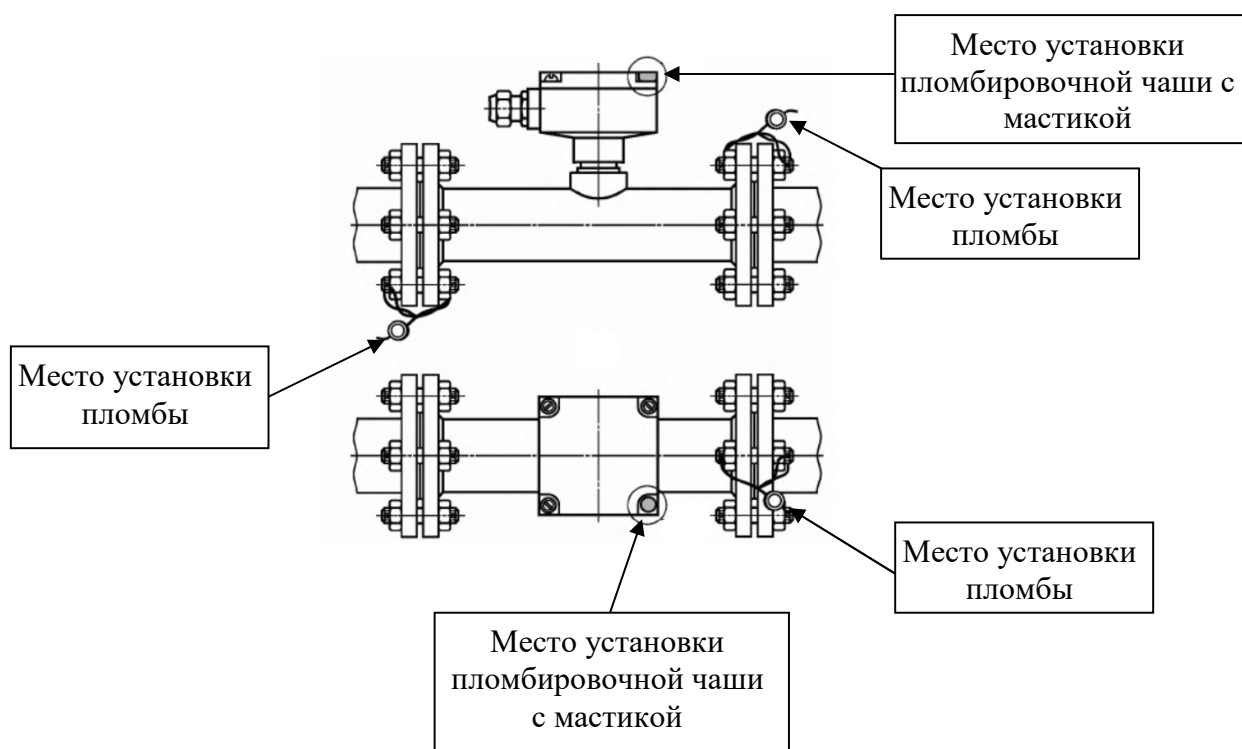


Рисунок 6 – Схема установки пломбирочной чаши с мастикой и пломб для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства счетчика нефти турбинного МИГ

Для исключения возможности несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений преобразователя температуры (преобразователя сопротивления в комплекте с преобразователем измерительным) или датчика температуры, входящего в состав ИК температуры нефти, методом давления наносится оттиск клейма сервисной организации, обслуживающей СИКНС, на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на контрольной проволоке, охватывающей через пазы крышку клеммной коробки и корпус.

Схема установки пломбы для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства преобразователя температуры или датчика температуры с местом установки пломбы представлена на рисунке 7.

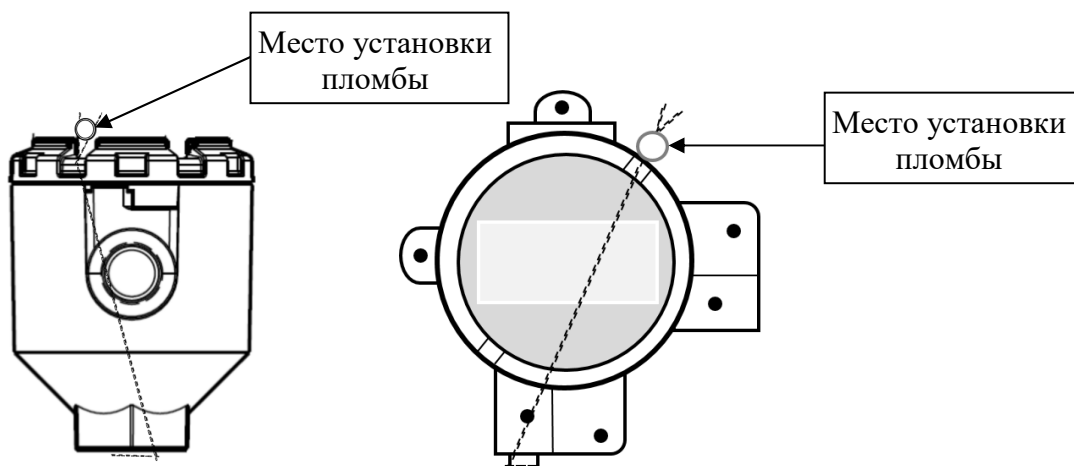


Рисунок 7 – Схема установки пломбы для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства преобразователя температуры или датчика температуры

Для исключения возможности несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений преобразователя давления, входящего в состав ИК давления нефти, методом давления наносится оттиск клейма сервисной организации, обслуживающей СИКНС, на свинцовую (пластмассовую) пломбу, установленную на контрольной проволоке, проходящей через пазы корпуса преобразователя давления.

Схема установки пломбы для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства преобразователя давления с местом установки пломбы представлена на рисунке 8.

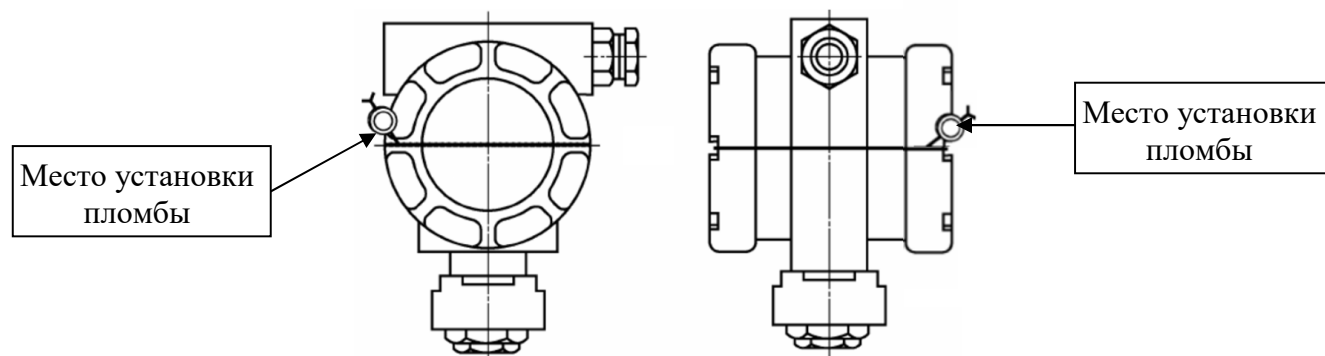


Рисунок 8 – Схема установки пломбы для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства преобразователя давления

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС (ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора СИКНС на базе программного комплекса «Rate АРМ оператора УУН») обеспечивает реализацию функций СИКНС. ПО СИКНС разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая часть хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО СИКНС. Вторая часть хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса). Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinury.app	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер ПО)	06.09e	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	0259	B6D270DB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированных настройки и вмешательства.

Идентификация ПО СИКНС осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО СИКНС, представляет собой цифровой идентификатор по значимым частям.

ПО СИКНС защищено от несанкционированных настройки и вмешательства, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО СИКНС для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СИКНС обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения.

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

Уровень защиты ПО АРМ оператора от непреднамеренных и преднамеренных изменений «средний» в соответствии с Р 50.2.077.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Состав и метрологические характеристики 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	ИК массы и массового расхода нефти	2 (ИЛ 1, ИЛ 3)	РМ	ИВК	от 10 до 77 т/ч	$\pm 0,25\%$ ¹⁾ , $\pm 0,2\%$ ²⁾
3, 4	ИК плотности нефти	2 (БИК)	ПП	ИВК	от 830 до 950 кг/м ³	$\pm 0,3$ кг/м ³ ³⁾
5, 6	ИК объемной доли воды в нефти	2 (БИК)	ВП	ИВК	от 0,01 до 6 %	$\pm 0,1\%$ ³⁾
7	ИК объемного расхода нефти в БИК	1 (БИК)	Счетчик нефти турбинный МИГ	ИВК	от 6 до 23,5 м ³ /ч	$\pm 5\%$ ⁴⁾
8, 9, 10, 11	ИК температуры нефти	4 (ИЛ 1, ИЛ 3, БИК)	Преобразователи температуры, датчики температуры	ИВК	от +5 до +40 °С	$\pm 0,2$ °С ³⁾
12, 13, 14	ИК давления нефти	3 (ИЛ 1, ИЛ 3, БИК)	Преобразователи давления	ИВК	от 0,3 до 4 МПа	$\pm 0,25\%$ ⁵⁾

1) Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с рабочим РМ и контрольно-резервным РМ, применяемым в качестве резервного
2) Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с контрольно-резервным РМ, применяемым в качестве контрольного
3) Пределы допускаемой абсолютной погрешности
4) Пределы допускаемой относительной погрешности
5) Пределы допускаемой приведенной погрешности

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти*, т/ч	от 10 до 77
Пределы допускаемой относительной погрешности: - при измерениях массы нефти, % - при измерениях массы нетто нефти, %	$\pm 0,25$ $\pm 0,35$
*указан максимальный диапазон измерений расхода, фактический диапазон измерений расхода определяется при проведении поверки СИКНС, фактический диапазон измерений расхода не может превышать максимальный диапазон измерений расхода	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИЛ, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть
Параметры измеряемой среды: - диапазон давления измеряемой среды, МПа - диапазон температуры измеряемой среды, °С - диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³ - кинематическая вязкость измеряемой среды, мм ² /с (сСт), не более - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей нефти, %, не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более - содержание свободного газа	от 0,3 до 4 от +5 до +40 от 830 до 950 65 2 100 0,05 66,7 (500) не допускается
Режим работы СИКНС	непрерывный*
Условия эксплуатации СИКНС: - температура окружающего воздуха в помещении СИКНС, °С	от +5 до +40
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	20
*СИКНС может обеспечивать периодический режим работы	

Знак утверждения типа наносится

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

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ЗАО «Колванефть», заводской № 00.00.08	—	1 шт.
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 Северо-Ютымского месторождения ЗАО «Колванефть», зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № ФР.1.29.2022.41878.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «НефтеГазМетрологияСервис» (ЗАО «НГМС»)
Адрес: 450001, г. Уфа, ул. Комсомольская, д. 1, к. 1
ИНН 0278053421
Телефон +7(347)292-08-62, факс +7(347)292-08-62

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «НефтеГазМетрологияСервис» (ЗАО «НГМС»)
Адрес: 450001, г. Уфа, ул. Комсомольская, д. 1, к. 1
ИНН 0278053421
Телефон +7(347)292-08-62, факс +7(347)292-08-62

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»)
ИНН 7809022120
Адрес местонахождения: 420088, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая
Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19
Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

