Федеральное государственное автономное

образовательное учреждение

высшего образования

«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра топливообеспечения и горюче-смазочных материалов

**КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

Проектирование автоматизированной системы налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны

Руководитель: И.В. Надейкин

подпись, дата

Студент: ЗНБ18-03Б, 000000000

подпись, дата

Красноярск 2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

2

*КП 23.03.03 00000000000 ПЗ*

Разраб.

Провер.

*Надейкин И.В.*

Реценз.

Н. Контр.

Утверд.

*Проектирование автоматизированной системы налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны*

Лит.

Листов

36

ТОиГСМ

Спроектировать автоматизированную систему верхнего открытого налива без отвода паров для налива Мазута М100 производительностью 1000 тонн в сутки.

Выполнить чертеж плана участка налива нефтепродуктов на формате А1, гидравлическую схему проектируемого участка на формате А2, чертеж общего вида проектируемой АСН на формате А1 и сборочный чертеж стояка наливного и наконечника наливного на формате А2.

**СОДЕРЖАНИЕ**

[Введение 4](#_Toc89247757)

[1 Общая характеристика автоматизированных систем налива нефти и нефтепродуктов в автомобильные цистерны 5](#_Toc89247758)

[2 Расчет технологических параметров участка налива 6](#_Toc89247759)

[2.1 Технология налива АСН 6](#_Toc89247760)

[2.2 Расчет количество постов налива 8](#_Toc89247761)

[2.3 Выбор типа и модели АСН 9](#_Toc89247762)

[2.4 Составление гидравлической схемы налива 10](#_Toc89247763)

[2.5 Механический расчет трубопровода 14](#_Toc89247764)

[2.6 Расчет фланцевого соединения 17](#_Toc89247765)

[3 Конструкторская часть 20](#_Toc89247766)

[3.1 Техническая характеристика АСН-4В модуль Ду100 (0-0 (1)) 20](#_Toc89247767)

[3.2 Оборудование установленное в выбранной АСН 22](#_Toc89247768)

[3.3 Метрологическое обеспечение комплекса, погрешности и поверка измерительных комплексов 26](#_Toc89247769)

[3.4 Промышленная безопасность комплекса 28](#_Toc89247770)

[3.5 Требования пожарной безопасности 29](#_Toc89247771)

[3.6 Система заземления и молниезащита участка 30](#_Toc89247772)

[3.7 Автоматизация измерительного комплекса 32](#_Toc89247773)

[3.8 Обеспечение экологической безопасности комплекса 33](#_Toc89247774)

[4 Архитектурно – компоновочные решения пункта налива 33](#_Toc89247775)

[Заключение 34](#_Toc89247776)

[Список использованных источников 35](#_Toc89247777)

### ВВЕДЕНИЕ

Проблематика объекта проектирования.

Актуальность работы

Цель

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- расчет технологических параметров участка налива;

- проектирование конструкции АСН;

- проектирование площадки налива;

- выполнить чертеж плана участка налива нефтепродуктов;

- выполнить чертеж гидравлической схема проектируемого участка;

- выполнить чертеж общего вида проектируемой АСН;

- выполнить сборочный чертеж сборочной единицы АСН – из задания.

### 1 Общая характеристика автоматизированных систем налива нефти и нефтепродуктов в автомобильные цистерны

Автоматизированные системы налива предназначены для дистанционного управления наливом автоцистерн светлыми и темными нефтепродуктами на нефтеналивных станциях нефтебаз и учета нефтепродукта в объемных единицах и единицах массы отпускаемого нефтепродукта по дозе, набранной на пульте дистанционного управления.

Для налива НП в АЦ применяют стояки различных типов. Их классифицируют:

- по способу подключения к цистерне (сверху или снизу);

- по способу налива (открытый, закрытый, герметичный);

- по степени автоматизации процесса налива (три уровня автоматизации);

- по виду управления (с механизированным или ручным управлением).

Налив нефтепродуктов в автоцистерны может осуществляться как через горловину (верхний налив), так и через нижний патрубок автоцистерны (нижний налив).

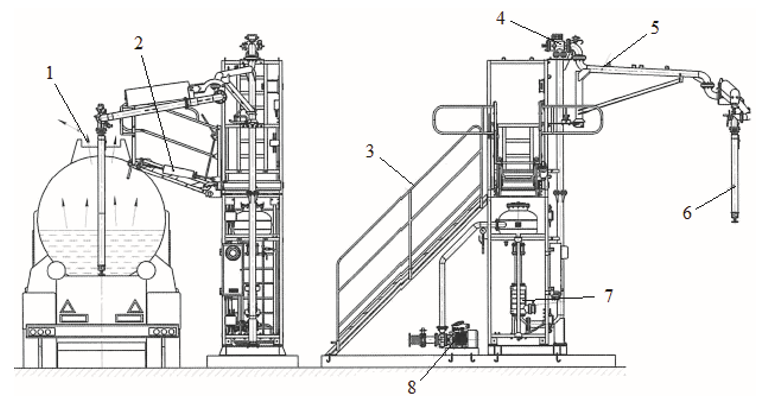
**Общая характеристика автоматизированных систем налива** (АСН) нефти и нефтепродуктов в автомобильные цистерны, виды систем, проблематика, перспективы. Выбор прототипа **ВАШего** варианта АСН по заданию, технико-экономическое обоснование принятого проекта АСН – а также общая характеристика, виды систем, проблематика, перспективы.

В данном курсовом проекте выполняется проектирование АСН для верхнего открытого налива темных нефтепродуктов. В качестве прототипа выбираем АСН-4В, которую в дальнейшем требуется модернизировать. Данная АСН удовлетворяет требованиям технического задания, а также соответствует необходимым требованиям безопасности и экономичности.

### 2 Расчет технологических параметров участка налива

### 2.1 Технология налива АСН

Автоцистерна перед наливом должна быть заземлена при помощи устройства контроля заземления с контролем целостности цепи заземления и контролем величины емкости (величина контура заземления цистерны перед соединением с контуром заземления установки налива должна быть не менее 1 500 пФ) для исключения ошибочного присоединения оператором клещей заземления к заземленной опоре металлоконструкции



1 –свободный выход паровоздушной смеси; 2 – трап перекидной; 3 – лестница входная; 4 – клапан отсекатель; 5 – шарнирный трубопровод; 6 – наконечник открытого типа; 7 – измерительная установка; 8 – насос

Рисунок 1 – Схема открытого налива []

2.3.1 Технология открытого налива заключается в следующих последовательных операциях:

- необходимо заземлить АЦ и отпустить перекидной трап АСН;

- задать необходимое количество отпускаемого нефтепродукта в операторской и запустить данный процесс;

- после запуска нефтепродукт начинает свое движение по гидравлической схеме (хлопушка – задвижка – фильтр грубой очистки – насос – фильтр газоотделитель – обратный клапан – измерительная установка – клапан отсекатель – наконечник);

- для контроля количества отпускаемого нефтепродукта присутствует счетчик жидкости;

- для предотвращения перелива используется два датчика (аварийный датчик, датчик предельного уровня);

- при завершении налива датчики подают сигнал в операторскую после чего происходит отключение насоса и закрытие клапана отсекателя;

- для того, чтобы извлечь наконечник из АЦ открывается воздушный клапан и оставшийся нефтепродукт сливается в АЦ;

- производится закрытие наливного люка, поднятие перекидного трапа и отключение АЦ от системы заземления.

2.3.2 Второй уровень автоматизации имеют все измерительные установки, в которых, как правило, реализованы следующие функции контроля:

- уровня продукта в наливаемом отсеке;

- продукта в наливаемом отсеке;

- состояния датчиков положения наливного стояка, наливного наконечника и перекидного трапа;

- величины сопротивления цепи заземления и электрической емкости автоцистерны относительно земли;

- налива отсеков по задаваемой дозе;

- поддержания постоянной величины производительности.

2.3.3 Порядок работы оператора (водителя) на установке со вторым уровнем автоматизации:

- установить цистерну под налив и присоединить клещи заземления;

- подняться по лестнице на площадку, перекинуть трап для перехода на цистерну, открыть заливной люк;

- установить и закрепить наливной наконечник в люке автоцистерны;

- перейти на площадку установки и путем нажатия кнопки запустить процесс налива, который происходит по следующему алгоритму: при нажатии кнопки «Пуск» сигнал поступает на блок управления пилотными клапанами отсечного клапана, который вырабатывает сигнал на включение насоса и открытие клапана-отсекателя на малый расход. Величина и время работы установки на малом расходе устанавливаются при запуске последней в эксплуатацию.

- по истечении времени работы на малом расходе блок управления переводит отсечной клапан на номинальную производительность, с которой установка работает до срабатывания первого датчика уровня, расположенного на наливном наконечнике.

- при поступлении сигнала от первого датчика уровня блок управления переводит клапан в режим малого расхода, который продолжается до срабатывания второго датчика уровня.

- при поступлении сигнала от второго датчика уровня блок управления закрывает отсечной клапан и выключает насос. При необходимости водитель (оператор) путем нажатия кнопки «Стоп» может в любой момент остановить процесс налива. При этом блок управления вырабатывает сигнал на закрытие клапана и отключение насоса.

### 2.2 Расчет количество постов налива

При поставках нефтепродуктов (НП) автомобильным транспортом расчетное количество наливных устройств станции налива определяется для каждой марки (сорта) НП по формуле [2, с. 488]:

(1)

где – среднесуточное потребление i-го НП плотностью;

– коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта;

– плотность нефтепродукта;

– расчетная производительность наливных устройств;

– коэффициент использования наливных устройств, ;

– количество часов работы наливных устройств, примем равным 8 часам.

Среднесуточное потребления i-го НП указано в задание.

Коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта определим по таблице 1.

Таблица 1 – Величины коэффициента неравномерности потребления нефтепродуктов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Характеристика районов потребления |  | |
| Все виды топлива | Масла, смазки |
| Промышленные города | 1,0 | 1,3 |
| Промышленные районы: | 1,1 | 1,5 |
| Промышленность потребляет 70% | 1,2 | 1,8 |
| Промышленность потребляет 30% | 1,5 | 2,0 |
| Сельскохозяйственные районы | 1,7 | 2,5 |

Примем равный 1, то есть берем коэффициент для промышленного города.

Производительность наливных устройств при механизированном наливе без учета времени на вспомогательные операции следует принимать []:

- для НП вязкостью до 60 мм2/с – 40…100 м3/ч;

- для НП вязкостью от 60 мм2/с – 30…60 м3/ч.

Все продукты попадают под второй критерий примем

Рассчитаем количество постов для Мазута М100, берем плотность 950 кг/м3

Следовательно, необходимо 2 поста налива.

### 2.3 Выбор типа и модели АСН

В данном курсовом проекте проектируем автоматизированную систему верхнего открытого налива без отвода паров для темного НП, отпускаемого в АЦ, рационально выбрать комплекс измерительный АСН – 4В [].

Таблица 2 - Технические характеристики АСН-4В, модуль Ду100(0-0 (1))

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры | Значение |
| Диаметр условного прохода стояка, мм | 100 |
| Зона обслуживания стояка верхнего налива при высоте автоцистерны, м:  2 500 мм  3 500 мм | ±2,9  ±3,1 |
| Температура окружающей среды, °С:  кл. исп. У2  кл. исп. ХЛ2 | От –40 до +50  От –60 до +50 |
| Рабочее давление не более, МПа (кгс/см2) | 0,5 (5) |
| Диаметр горловины автоцистерны, мм | 300 |
| Высота обслуживаемой автоцистерны, мм | min 2 500… max 3 900 |
| Диаметр котла обслуживаемых автоцистерн, мм | min 1 200 …max 2 200 |
| Наливной наконечник верхнего налива | Телескопический для закрытого или открытого налива с датчиком уровня и кнопкой «СТОП» |
| Материал шарнирного трубопровода | Сталь 3 для исп. У2  09Г2С для исп. ХЛ2,  12Х18Н10Т для агрессивных жидкостей |
| Материал металлоконструкции и опорных стоек, трапа, лестницы | Сталь 3 для исп. У2  09Г2С для исп. ХЛ2 |
| Материал шарниров | Сталь 45, 12Х18Н10Т для агрессивных жидкостей.  Термообработанные дорожки под ролики |
| Срок службы АСН, лет | 8 |
| Масса комплекса не более, кг | 500 |
| Диаметр рукава отвода паров, мм | 70 |

Таким образом, в КП необходимо выполнить проектирование технологической схемы верхнего открытого налива мазута М-100, состоящая из 2 – постов налива АСН – 4В под один нефтепродукт, представим технология налива/слива и составим гидравлическую схему в нижеследующих пунктах [4].

### 2.4 Составление гидравлической схемы налива

В большинстве случаев для темных нефтепродуктов применяются роторные насосы: шестеренчатые, шиберные, винтовые. Каждый из насосов обладает преимуществами и недостатками перед другим, в зависимости от производительности выбираем насос ХХХХХ, так как подач этого насоса удовлетворяет техническому заданию. Технические характеристики насоса приведены в таблице 3 [5].

Таблица 3 – Технические характеристики насоса ШФ80 36/4-1

|  |  |
| --- | --- |
| Номинальная подача, | 27-54 |
| Номинальный напор, м | 8-13 |
| Высота самовсасывания, м не более | 8 |
| Допускаемый кавитационый запас, м не более | 5 |
| Диаметр Ду патрубков насоса входного/выходного, мм | 100/65 |
| Приведенная частота вращения, об/мин | 3000 |

Определим скорость течения жидкости во всасывающем трубопроводе, м/с:

(3)

где – секундная подача насоса;

– диаметр всасывающего патрубка насоса.

Определим секундную подачу насоса по формуле:

, (4)

где – подача насоса, примем

.

Скорость течения жидкости во всасывающем трубопроводе:

В нагнетательном

Вывод

Затем определяем режим течения нефтепродуктов в трубопроводе.

Число Рейнольдса вычислим по формуле:

(5)

где – скорость течения жидкости в трубопроводе;

– кинематическая вязкость;

– то же, что и в формуле (3).

Для всасывающего трубопровода для товарной нефти примем :

Для нагнетательного



При режим течения ламинарный, в обратном случае – турбулентный. В нашем случае, режим течения нефти – турбулентный.

Находим коэффициент гидравлического сопротивления для всасывающего трубопровода по формуле:

 (8)

где то же, что и в формуле (5).

Подставляем значения в формулу (8) и получаем



Для нагнетательного



Далее необходимо найти потери в нагнетающем и всасывающем трубопроводах. Потери вычисляются по формуле:

(9)

где – потери напора по длине трубопровода;

– потери на местные сопротивления;

– разность высот между началом и концом трубопровода на исследуемом участке.

В качестве показателя для определения емкости резервуарного парка НБ рекомендуются среднегодовые коэффициенты оборачиваемости емкости резервуарных парков различных типов нефтебаз, которые следует принимать по ВНТП 5-95 [6]. Для автомобильного типа НБ принимаем среднегодовой коэффициент оборачиваемости резервуаров 14. Исходя из того, что данный коэффициент равен отношению годового грузооборота всего резервуарного парка к объему резервуарного парка, мы можем определить необходимый нам объем резервуарного парка, разделив грузооборот в м3/год на данный коэффициент.

Таким образом, объем резервуарного парка принимаем 24689,6 м3.

Далее по СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы» определяем, что по общей вместимости склад относится ко II категории.

Согласно СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы» [7] расстояние от наземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов до наливных устройств для категории склада II должно быть не менее 20 м, тогда длину всасывающего трубопровода, с учетом поворотов и заглубления примем 30 м.

Разницу геодезических отметок определим по следующей формуле

(10)

где – гидравлический уклон;

– длина всасывающего трубопровода, м;

ширина железобетонного фундаментного кольца,

высота асфальтового слоя,

расстояние от днища до оси патрубка, примем 350 мм.

Гидравлический уклон рассчитаем по следующей формуле

(11)

где то же, что и в формуле (5);

то же, что и в формуле (3);

– то же, что и в формуле (8);

*g* – ускорение свободного падения,

.

Подставим найденное значение в формулу 10, получим

м.

Потери напора по длине всасывающего трубопровода определяются по формуле Дарси-Вейсбаха

, (12)

где то же, что и в формуле (3);

то же, что и в формуле (5);

то же, что и в формуле (8);

то же, что и в формуле (10);

*g* – то же, что и в формуле (11).

Потери напора по длине всасывающего трубопровода равны:

.

Чтобы определить местные потери напора всасывающего трубопровода необходимо составить схему с изображением всех источников сопротивления, она представлена на чертеже КП 23.03.03 081723158.002.

Чтобы определить суммарный коэффициент местного сопротивления всего участка всасывающего трубопровода, необходимо представить коэффициенты местных гидравлических сопротивлений (таблица 4).

Таблица 4 – Коэффициенты местных гидравлических сопротивлений

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Элемент | Количество | Коэффициент сопротивления |
| Выход из резервуара | 1 | 0,5 |
| Задвижка | 3 | 0,15 |
| Фильтр грубой отчистки | 1 | 1,5 |
| Счетчик | 1 | 0,2 |
| Поворот под прямым углом | 5 | 0,5 |
| Фильтр газоотделитель | 1 | 1,5 |
| Клапан отсекатель | 1 | 1,3 |
| Клапан воздушный | 1 | 0,9 |
| Клапан обратный | 1 | 1,7 |
| Хлопушка | 1 | 0,15 |
| Манометр | 4 | 0,5 |

Определим суммарный коэффициент местного сопротивления по формуле:

(13)

где – коэффициент местного сопротивления для выхода из резервуара;

– коэффициент местного сопротивления для задвижек;

– коэффициент местного сопротивления фильтра;

– коэффициент местного сопротивления фильтра для счетчика;

– коэффициент местного сопротивления поворотов трубопровода под прямым углом;

- коэффициент местного сопротивления для фильтра газоотделителя;

- коэффициент местного сопротивления для клапана отсекателя;

- коэффициент местного сопротивления для клапана воздушного;

- коэффициент местного сопротивления для клапана обратного;

- коэффициент местного сопротивления для хлопушки;

- коэффициент местного сопротивления для манометра.

Определим суммарный коэффициент местного сопротивления:

Определим потери напора напорного трубопровода по формуле:

(14)

где - то же, что и в формуле (5);

- то же, что и в формуле (13);

*g* – то же, что и по формуле (11).

м.

Суммарные потери напора во всасывающем трубопроводе по формуле 9 равны:

Так как насос имеет высоту самовсасывания, и получившиеся потери напора меньше высоты самовсасывания, следовательно, насос ХХХХХ подобран правильно [5].

### 2.5 Механический расчет трубопровода

Для сооружения магистральных трубопроводов применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, а также электросварные прямошовные или спирально-шовные сварные трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что позволяет уменьшить толщину стенок [8].

В качестве материала для изготовления труб технологического трубопровода принимаем сталь 09Г2С (временное сопротивление на разрыв стали , коэффициент надёжности по материалу )

Класс: Сталь конструкционная низколегированная для сварных конструкций, марка стали 09Г2С широко применяется при производстве труб и другого металлопроката [10].

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле

, (15)

где – рабочее давление в трубопроводе, принимаем

наружный диаметр трубы,

– коэффициент надежности по нагрузке: для нефтепроводов, работающих по схеме перекачки «из насоса в насос» – во всех остальных случаях;

– расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа.

Находим расчетное сопротивление металла:

(16)

где – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности σвр = 430 МПа;

– коэффициент условий работы трубопровода (для трубопроводов III и IV категорий, для трубопроводов I и II категорий и для трубопроводов категории В);

– коэффициент надежности по материалу, = 1,4;

– коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра. (для для ).

,

Расчетное значение толщины стенки трубопровода по формуле (15):

Полученное значение округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной .

Внутренний диаметр нефтепровода по формуле:

(17)

где то же, что в формуле (15);

округленная в большую сторону толщина стенки трубы.

Проведем проверку толщины стенки трубопровода.

Абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов определяются по формулам

, (18)

, (19)

где – коэффициент Пуассона,

– коэффициент линейного расширения металла трубы, ;

– модуль упругости металла (сталь), ;

– то же, что и в формуле (16).

Выполним расчет температурных перепадов

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений по формуле

(20)

где – то же, что и в формуле (15);

– то же, что и в формуле (15);

– то же, что и в формуле (15).

– то же, что и в формуле (17);

– то же, что и в формуле (18);

– то же, что и в формуле (18);

– то же, что и в формуле (19).

.

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому необходимо вычислить коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла по формуле

(21)

где – то же, что и в формуле (20);

– то же, что и в формуле (16).

Уточним толщину стенки нефтепровода по следующей формуле

(22)

где – то же, что и в формуле (15);

– то же, что и в формуле (15);

– то же, что и в формуле (16);

– то же, что и в формуле (21).

С учетом поправки на коррозию, выбираем НП с большей глубиной коррозионного разрушения, она будет составлять 0,1 мм за 10 лет. Таким образом, ранее принятая толщина стенки равная может быть принята как окончательный результат.

### 2.6 Расчет фланцевого соединения

Для соединения труб технологического трубопровода проектируемой площадки налива применим фланцевое соединение цельного типа. Фланец устанавливают перед насосом. Фланец цельного типа испытывают напряжения изгиба в сечениях АВ и ВС, представленных на рисунке 2.

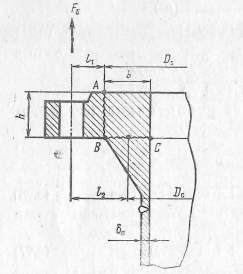


Рисунок 2 – Фланцевое соединение цельного типа

Трубопровод имеет условный проход 100 мм, значит по ГОСТ 12815-80 [11] так же выбираем фланец с условным проходом 100 мм, размеры фланца указаны в таблице 5.

Таблица 5 – Размеры фланца

|  |  |
| --- | --- |
| Параметр | Значение, м |
| *Ds* | 0,220 |
| *l1* | 0,022 |
| *l2* | 0,047 |
| *Dc* | 0,184 |
| *h* | 0,070 |
| *b* | 0,025 |

Определим изгибающий момент в опасном сечении AB

(23)

где усилие, возникающее от затяжки болтов,

расстояние, указанное на рисунке 4.

Определим момент сопротивления изгибу площадей опасного сечения АВ

(24)

где расстояние, указанное на рисунке 4;

– расстояние, указанное на рисунке 4.

Определим напряжение изгиба в сечении АВ

(25)

где изгибающий момент в опасном сечении AB;

момент сопротивления изгибу площадей опасного сечения АВ.

Определим изгибающий момент в сечении BC

(26)

где тоже, что и формуле (23);

расстояние, указанное на рисунке 4.

Определим момент сопротивления изгибу площадей опасного сечения BC

(27)

где расстояние, указанное на рисунке 4;

расстояние, указанное на рисунке 4.

Определим напряжение изгиба в сечении BC

(28)

где изгибающий момент в опасном сечении ВС;

момент сопротивления изгибу площадей опасного сечения ВС.

Так как напряжения в опасных сечениях не превышают допустимогоМПа (предела прочности материала), можно сделать вывод, что условие прочности выполняется.

### 3 Конструкторская часть

### 3.1 Техническая характеристика АСН-4В модуль Ду100 (0-0 (1))

Стояк АСН-4В, модуль Ду100 верхнего налива неагрессивных жидкостей, обслуживает один отсек автоцистерны с одной стороны наливного островка с возможностью ручного прекращения; в комплекте с опорной металлоконструкцией он может также быть укомплектован входной лестницей и трапом. Общий вид АСН-4В модуль Ду100 (0-0 (1)) представлен на чертеже КП 23.03.03 081723158.003 ВО.

Монтаж установки осуществляется в следующей последовательности:

1) на фундамент устанавливается каркас опорный с заливкой цементным раствором фундаментных болтов;

2) устанавливается блок оператора и прикрепляется болтами к каркасу опорному;

3) устанавливается клапан регулирующий и наливной стояк;

4) наливной стояк поставляется полностью собранным и испытанным на заводе.

Технические характеристики АСН-4В модуль Ду100 представлены в таблице 6 [12].

Таблица 6 – Технические характеристики АСН-4В модуль Ду100

|  |  |
| --- | --- |
| Основные параметры | Значения |
| Диаметр условного прохода стояка, мм | 100 |
| Зона обслуживания стояка верхнего налива | ±2,9 м при высоте а/ц 2500 мм ±3,1 м при высоте а/ц 3500 мм |
| Температура окружающей среды, °С | от минус 40 до плюс 40 для Кл. исп. У2 от минус 60 до плюс 40 для Кл. исп. ХЛ2 |
| Сейсмичность | С0 |
| Производительность одного стояка АСН | Производительность зависит от подводящего трубопровода\* и ограничена 90 м3/ч для обеспечения безопасного налива |
| Рабочее давление, не более | 0,5(5) МПа (кгс/см2) |
| Диаметр горловины а/ц, мм | 300 |

Продолжение таблицы 6

|  |  |
| --- | --- |
| Высота обслуживаемых а/ц, мм | min 2500… max 3900 |
| Диаметр котла обслуживаемых автоцистерн, мм | min 1200 …max 2200 |
| Наливной наконечник верхнего налива | Телескопический для закрытого или открытого налива |
| Материал шарнирного трубопровода | Сталь 3 для исп. У2 09Г2С для исп. ХЛ2 12×18Н10Т — для агрессивных жидкостей |
| Материал металлоконструкции и опорных стоек, трапа, лестницы | Сталь 3 для исп. У2 09Г2С для исп. ХЛ2 |
| Материал шарниров | Сталь 45 12×18Н10Т — для агрессивных жидкостей Термообработанные дорожки под ролики |
| Материал уплотнений шарнирных соединений | Фторпласт  Пентасил — уплотнительные кольца Маслобензостойкая резина — пыльник |
| Материал проточной части наливного наконечника | Алюминиевый сплав АМг5 12×18Н10Т — для агрессивных жидкостей |
| Материал крышки наконечника | Алюминиевый сплав АМг5 12×18Н10Т — для агрессивных жидкостей |
| Материал рукава отвода паров | Сталь 20 — на прямых участках Шарнир (сталь) на шарнирных сочленениях |
| Диаметр рукава отвода паров, мм | Ду70 |
| Покрытие комплекса | Покрытие ступенек: горячее цинкование Металлоконструкция, стояк: полимерцинк Перекидной трап: Термодиффузион. цинкование |
| Цвет: | Серебристо серый По дополнительному заказу окраска в цвет Заказчика |
| Балансировка стояка, трапа | Пружинный балансир |
| Гарантийный срок эксплуатации | 12 мес. с момента ввода оборудования в эксплуатацию, но не более 18 месяцев со дня отгрузки с предприятия-изготовителя |
| Срок службы АСН | 10 лет |
| Масса комплекса, кг, не более | 1700 кг |

Так как АСН – 4В производителями представлена без автоматизации и измерительного комплекса в данном курсовом проекте мной было принято решение произвести частичную автоматизацию процесса налива с использованием данной АСН и также внести в конструкцию измерительный комплекс. Также АСН по расчетам должна будет работать в холодное время года из-за чего требуется обеспечить подогрев нефтепродукта так как он имеем высокую кинематическую вязкость.

### 3.2 Оборудование установленное в выбранной АСН

В состав комплекта входит следующее оборудование:

3.2.1 Наливной стояк должен оснащаться наливным наконечником Фиксация наливного наконечника в горловине цистерны осуществляется при помощи троса с крюком на конце, который цепляется за любой предмет крышки или горловины цистерны и подтягивается при помощи специального механизма путем вращения рукоятки.

Таким способом предотвращается самопроизвольный подъем наконечника во время процесса налива, а также отслеживается опускание цистерны за счет веса наливаемого продукта (просадка рессор) и обеспечивается фиксация уровня относительно верхней кромки заливной горловины автоцистерны.

3.2.2 Наконечник наливной телескопический (рис. \*).

Для обеспечения технологии налива под слой конец наливной трубы должен касаться дна цистерны. Учитывая то, что расстояние от верхней кромки заливной горловины у разных цистерн колеблется в пределах от 1 500 до 2 700 мм, наливная труба имеет телескопическую конструкцию (труба в трубе). То есть одна труба неподвижна относительно уплотняющего конуса, а вторая труба выдвигается до соприкосновения с дном цистерны и имеет боковые сопла, через которые продукт поступает вдоль дна и стен заливаемого отсека. Таким образом обеспечивается максимальная возможность соприкосновения продукта со стенками автоцистерны для отекания электростатических зарядов.



Рисунок 3 – Наконечник наливной телескопический

3.2.3 Клапан - отсекатель Ду100 электрогидравлический, представлен на рисунке 4, нормально закрытый, пилотный, с дублером ручного открытия (закрытия). Клапан с плавным ступенчатым регулированием расхода (в том числе в начальный и конечный период налива), регулировка осуществляется программным путем;



Рисунок 4 – Клапан - отсекатель

3.2.4 Модуль оператора, представлен на рисунке 5, служит в качестве опорной конструкции наливного стояка и перекидного трапа, а также служит каркасом безопасности оператора. На блок устанавливается узел гаражного положения стояка и пост управления для штатного останова налива;



Рисунок 5 – Модуль оператора

3.2.5 Модуль измерительный, представлен на рисунке 6, в составе: фильтр – газоотделитель; термодатчик с погрешностью ±0,5°С; обратный клапан; счетчик ППВ 100-1,6 или массовый расходомер; дренажный трубопровод; клапан сброса повышенного давления;



Рисунок 6 – Модуль измерительный

3.2.6 Насосный блок, представлен на рисунке 7, в состав входит: насос ШФ80 36/4-1 для наземных резервуаров; бачок для охлаждающей жидкости; опорная рама; встроенный предохранительный (перепускной) клапан, позволяющий отрегулировать в условиях эксплуатации максимальное рабочее давление, создаваемое насосом. Материал деталей проточной части — чугун (не обозначается), бронза (Б). Уплотнение вала — торцовое.



Рисунок 7 – Насосный блок

3.2.7 Перекидной трап на 4 порожка с датчиком положения, представлен на рисунке 8. Трап выполнен на базе параллелограмного механизма, благодаря которому ступени всегда остаются в горизонтальном положении, в комплект входят поручни безопасности оператора. Все трущиеся части трапа выполнены из искробезопасных материалов (медь, нержавеющая сталь). Покрытие трапа: горячее цинкование;



Рисунок 8 – Перекидной трап

3.2.8 Входная лестница установлена под углом 45° с горизонтальными ступенями согласно требованиям ГОСТ 12.2.044-80, представлена на рисунке 9;

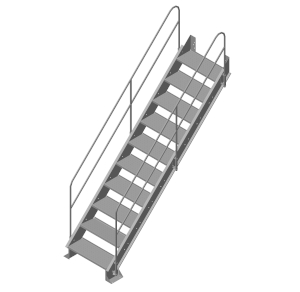


Рисунок 9 – Входная лестница

3.2.9 Система автоматизации процесса, представлена на рисунке 10, в состав входят: контролер центрального блока управления, комплект кабелей в нержавеющих металлорукавах, комплект коробок распределительных, клещи заземления автоцистерн, источник бесперебойного питания к персональному компьютеру [1].



Рисунок 10 – Система автоматизации процесса

### 3.3 Метрологическое обеспечение комплекса, погрешности и поверка измерительных комплексов

3.3.1 Повышение метрологической точности за счет создания полной измерительной схемы учета в составе: фильтра – газоотделителя; клапана-отсекателя с возможностью плавного регулирования и поддержания заданной величины расхода; особо точного измерителя объема (или массы); управляющего контроллера; специального образцового объемно-массового мерника.

Применение комплексной измерительной схемы, состоящей из насоса, расходомера, клапана-отсекателя и управляющего контроллера позволяет добиться максимальной точности при дозированном отпуске нефтепродуктов в автоцистерны с точностью 0,15 % по объему и 0,25 % по массе.

Регулировка расхода и поддержание постоянной производительности налива осуществляется программным путем и позволяет производить настройку расхода для конкретного технологического трубопровода объекта, с учетом высоты взлива в резервуаре и минимизировать гидроудары, что увеличивает точность дозирования.

Метрологические функции оборудования:

– контроль дозы отпущенного продукта на контроллере управления на посту налива;

– учет отпущенной дозы в единицах массы (при заказе АСН с массовым расходомером), фактического объема и объема, приведенного к заданной температуре;

– задание дозы из операторной;

– продолжение отпуска заданной дозы при устранении аварии с разрешения оператора с пульта дистанционного управления или компьютера;

– отображение информации о суммарном количестве отпущенного топлива по вызову оператора на пульт или при подаче соответствующей команды с компьютера;

– высокая точность дозирования и защита от гидроудара.

3.3.2 Погрешности измерительного комплекса:

- прямой метод динамических измерений - при прямом методе динамических измерений массу продукта измеряют при помощи массомера и результат измерений массы получают непосредственно

- косвенный метод динамических измерений - При косвенном методе динамических измерений массу продукта определяют по результатам следующих измерений в трубопроводе:

а) плотности с помощью поточных преобразователей плотности (далее - преобразователь плотности), давления и температуры.

б) объема продукта с помощью преобразователей расхода, давления и температуры или счетчиков жидкости.

Результаты измерений плотности и объема продукта приводят к стандартным условиям или результат измерений плотности продукта приводят к условиям измерений его объема.

- прямой метод статических измерений - при прямом методе статических измерений массу продукта определяют по результатам взвешивания на железнодорожных и автомобильных весах по [ГОСТ 29329](http://docs.cntd.ru/document/1200003839) или [ГОСТ 30414](http://docs.cntd.ru/document/1200023504) железнодорожных и автомобильных цистерн с продуктом и без него

- косвенный метод статических измерений - при косвенном методе статических измерений массу продукта определяют по результатам измерений

а) в мерах вместимости

б) в мерах полной вместимости

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти и массы нефтепродукта не должны превышать:

- 0,40% - при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн;

- 0,50% - при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них;

- 0,25% - при прямом и косвенном методах динамических измерений;

- 0,50% - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы продукта от 120 т и более

Так как в курсовом проекте мы принимаем за измерительный комплекс счетчик жидкости, то для нас применим метод косвенных динамических измерений

3.3.3 Поверка измерительных комплексов

Средства измерений и вспомогательные устройства (в том числе средства вычислительной техники) выбирают при проектировании измерительной системы массы продукта в зависимости от принятых методов измерений величин, по результатам измерений которых определяют массу продукта, и оптимальных затрат на измерения, включая затраты на метрологическое обслуживание средств измерений, при условии выполнения требований к МВИ, в том числе норм погрешности измерений массы брутто товарной нефти и массы нефтепродукта, и массы нетто товарной нефти.

В документе на МВИ приводят перечень средств измерений и вспомогательных устройств, их обозначения, типы, нормированные метрологические характеристики (класс точности, предел допускаемой погрешности, диапазон измерений и др.) и обозначение НД, регламентирующего технические требования и (или) метрологические и основные технические характеристики этих средств измерений и вспомогательных устройств, а также указывают возможность применения средств измерений и вспомогательных средств, не приведенных в перечне, но удовлетворяющих установленным в МВИ требованиям [18].

### 3.4 Промышленная безопасность комплекса

Автомобильные сливоналивные станции должны отвечать требованиям промышленной безопасности, нормам проектирования автоматизированных установок тактового налива светлых нефтепродуктов в автомобильные цистерны, строительным нормам и правилам, стандартам и правилам промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов [15].

Измерительный комплекс изготовлен согласно требованиям промышленной безопасности ПБ 09-560-03 «Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов» [13] и обеспечивают максимальную безопасность при операциях слива-налива нефтепродуктов.

Для обеспечения безопасности налива применены следующие решения:

– блок заземления с определением электроемкости АЦ и контролем цепи заземления имеет функцию распознавания АЦ от заземленной металлоконструкции;

– обеспечивается ограничение скорости налива в начальный и конечный период налива согласно правилам государственных нормативов (во избежание возникновения статического электричества);

– наливной телескопический наконечник оснащен самотормозящей лебедкой для отпуска и подъема телескопической трубы с датчиком;

Комплексы оснащены датчиками, обеспечивающими автоматическое прекращение налива:

– при достижении заданной дозы;

– при срабатывании датчика ограничения уровня;

– через 20 секунд после прекращения потока от расходомера;

– при нарушении заземления (комплекс оснащен устройством заземления автоцистерн);

– при ручном отключении насоса;

– при отключении процесса налива оператором с поста налива;

– при отключении процесса налива оператором с кнопки «СТОП» на наливном наконечнике;

– дистанционно с пульта или компьютера, расположенных в операторной, в автоматическом режиме или оператором при аварийной ситуации в соответствии с технологическим регламентом;

– при получении сигнала от датчиков загазованности;

– при срабатывании датчика наличия продукта в фильтре-газоотделителе, что свидетельствует об отсутствии НП в фильтре или большом количестве воздуха в нем.

Устройство заземления автоцистерн не дает разрешение на налив НП при неполном заземлении.

### 3.5 Требования пожарной безопасности

Cливо-наливная эстакада должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения: порошковыми огнетушителями, ящиками с песком, кошмой (асбестовым одеялом). Количество и места размещения первичных средств пожаротушения должны быть согласованы с территориальными подразделениями Государственной противопожарной службы МВД России.

На складах нефти и нефтепродуктов следует предусматривать системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения.

Система автоматического пенного пожаротушения — включает резервуары для воды и пенообразователя, насосную станцию, подводящие растворопроводы с пожарными гидрантами, узлы управления, а также установленные на резервуарах и в зданиях генераторы пены с питающими и распределительными трубопроводами для подачи раствора пенообразователя к этим генераторам, средства автоматизации.

Стационарная система пенного пожаротушения (неавтоматическая) — включает резервуары для воды и пенообразователя, насосную станцию и сеть растворопроводов с пожарными гидрантами. Средства автоматизации этих систем должны обеспечить включение резервных насосов в случае, если основные неисправны или не обеспечивают расчетный напор.

Тушение пожара передвижной пожарной техникой — подача раствора пенообразователя (пены) с помощью пожарных автомобилей или мотопомп.

Для подземных резервуаров объемом 5000 м3 и более, сливоналивных эстакад и устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн на складах I и II категорий следует предусматривать стационарные системы пожаротушения (неавтоматические)

Для наземных и подземных резервуаров объемом менее 5000 м3, продуктовых насосных станций, размещаемых на площадках, сливоналивных эстакад и устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн на складах III категории следует, как минимум, предусматривать тушение пожара передвижной пожарной техникой. При этом на резервуарах объемом от 1000 до 3000 м3 (включительно) следует устанавливать пеногенераторы с сухими трубопроводами (с соединительными головками и заглушками), выведенными за обвалование.

На складах нефти и нефтепродуктов с системой автоматического пожаротушения резервуаров, продуктовых насосных станций, складских зданий для хранения нефтепродуктов в таре, разливочных, расфасовочных и при оборудовании резервуаров стационарными установками охлаждения следует предусматривать пожарные посты или помещения для пожарного оборудования:

- при общей вместимости склада до 100 тыс. м3 - помещение площадью не менее 20 м2 для пожарного оборудования и пожарных мотопомп;

- свыше 100 до 500 тыс. м3 - пожарный пост на один автомобиль с боксом для резервного автомобиля;

- свыше 500 тыс. м3 - пожарный пост на два автомобиля.

Для складов нефти и нефтепродуктов, где пожаротушение резервуаров, зданий и сооружений предусматривается с помощью стационарной системы (неавтоматической) и (или) передвижной пожарной техникой, пожарные депо, посты или помещения для пожарного оборудования и техники должны предусматриваться из расчета размещения этой техники. При этом расположение пожарных депо и постов должно приниматься с учетом требований СНиП II-89-80 «Генеральные планы промышленных предприятий».

Категория помещения для данного поста налива является взрывопожароопасная «В», так как температуры вспышки бензина ниже 28. Класс пожара соответствует классу В – пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ.

Передвижные средства огнетушения на площадке налива должны быть следующие:

- один комбинированный огнетушители (порошок, пена) 100 л,

- один порошковый 100 л [14].

### 3.6 Система заземления и молниезащита участка

3.6.1 Система заземления АСН должна отвечать требованиям Правил устройств электроустановок (ПУЭ) и Правил защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Исходя из Правил защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности система заземления на АСН представлена в виде заземляющего контура, выполненного из полосовой стали, и стержневых заземлителей, к которым и приваривается заземляющий контур. Металлическое и электропроводное неметаллическое оборудование, трубопроводы, вентиляционные должны представлять собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая должна быть присоединена к общему контуру заземления не менее, чем в двух точках.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования.

Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

Пост налива также оборудуется устройством заземления автоцистерн серии УЗА-4А, предназначено для заземления цистерн (и прочих емкостей) с целью отвода зарядов статического электричества при проведении операций слива-налива ЛВЖ.

Одновременно производится постоянный контроль сопротивления заземляющей цепи, должно быть не более 90 Ом [17].

3.6.2 С целью защиты от атмосферного электричества по периметру устанавливают штыревые молниеотводы, которые подключаются к общему контуру заземления с помощью заземлителей (проводников).

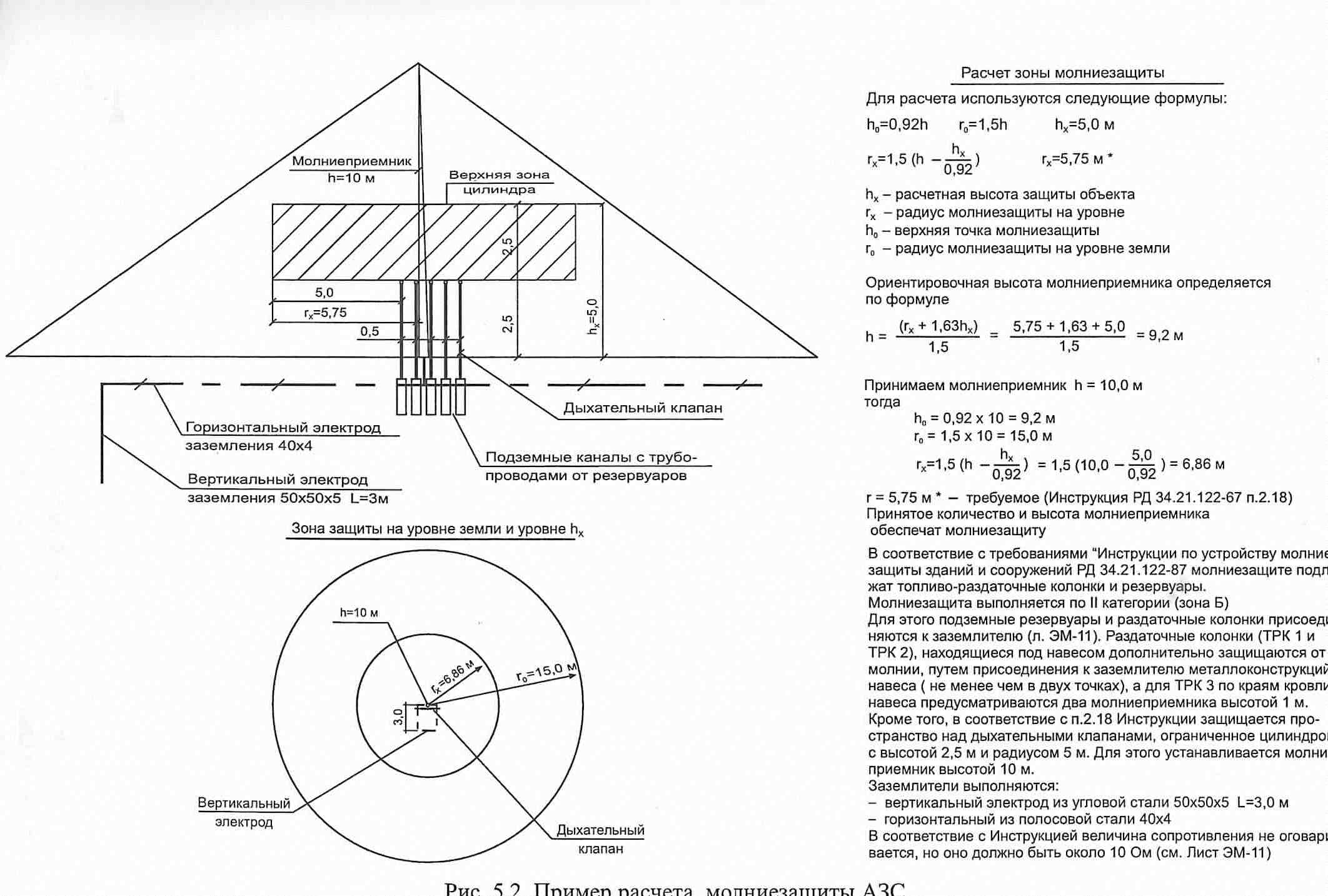


Рисунок 11 – Схема молниезащиты и пример расчета

Исходя из Правил по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных автозаправочных станций, при эксплуатации устройств молниезащиты должно осуществляться систематическое наблюдение за их состоянием, в график планово - предупредительных работ должны включаться работы по текущему обслуживанию (ревизии), текущему и капитальному ремонту этих устройств.

Проверка заземляющих устройств, включая измерения сопротивлений растеканию тока, должна производиться не реже одного раза в год – летом, при сухой почве для зданий и сооружений I – II категории молниезащиты, для зданий и сооружений III категории молниезащиты – 1 раз в 3 года.

Молниезащиту II категории выполняют для открытых электроустановок с зонами класса В-Iг, то есть и для АСН в том числе. Молниезащита данной категории этих открытых установок обязательна на всей территории РФ.

Молниезащита II категории обеспечивает защиту от прямого удара молнии, от заноса высоких потенциалов через надземные и подземные коммуникации, а также от электростатической и электромагнитной индукции (наведения потенциалов в незамкнутых металлических контурах при протекании импульсных токов молнии, создающих опасность возникновения искр в местах сближения этих контуров) [15].

### 3.7 Автоматизация измерительного комплекса

Автоматизированное оснащение измерительного комплекса АСН-4В модуль Ду100 представлено в виде следующих устройств:

- кнопка «СТОП» для аварийного останова налива;

- датчик наличия продукта в ФГУ;

- датчик загрязненности ФГУ (с выводом информации на ПО и блок индикации);

- кнопка ПУСК/СТОП на посту налива;

- кнопка аварийного останова;

- расходомер (массовый или объемный);

- термодатчик (при установке массового расходомера термодатчик встроенный);

- устройство заземления с определением электроемкости автоцистерны с возможностью распознавания цистерны от металлоконструкции;

- регулирующий клапан-отсекатель электроуправляемый;

- разрешение налива (наливщиком из операторной);

- электроуправляемый клапан сброса воздуха для опорожнения наливного стояка;

- информационная связь с блока управления расположенного на посту налива в операторную;

- отображение параметров процесса налива для визуального контроля водителем или оператором налива на контроллере управления на посту налива;

- сохранение в отсчётном устройстве информации о суммарном количестве отпущенного топлива и отсутствие возможности его изменения в течение 10 лет при отключении электропитания [16].

### 3.8 Обеспечение экологической безопасности комплекса

Так как в курсовом проекте проектируется АСН для открытого налива мазута М100 для обеспечения экологической безопасности комплекса применяются только методы по устранению утечек НП (аварийные датчики, остановка налива при выдаче определенного количества топлива измеряемого счетчиком жидкости), система улавливания паровоздушной смеси не предусмотрена при данном виде налива. [1].

### 4 Архитектурно – компоновочные решения пункта налива

4.1 Архитектурно-компоновочные решения пункта налива должны отвечать всем требованиям нормативной документации и обеспечивать удобство эксплуатации. План пункта налива изображен на чертеже КП–23.03.03 081723158.001 ГП «План участка пункта налива».

4.2 При расположении площадки налива на территории нефтебазы были соблюдены требования ПБЭ НП-2001 [13] и СНиП 2.11.03-93 [7], одним из требований было соблюдение минимального расстояния площадки налива до КПП и операторной не менее 15 метров.

4.3 Площадка налива имеет твердое покрытие и обвалование высотой не менее 0,2 метров, а также лотки, обеспечивающие беспрепятственный сток разлитого нефтепродукта и атмосферных осадков в очистные системы нефтебаз.

Площадка налива оборудована навесом, для защиты от атмосферных осадков, высота до нижней образующей которого равна 7 метров. На генеральном плане навес условно не показывается.

Площадка расположена таким образом, чтобы пути автомобилей на схеме движений не имели пересечений, а все проезды были сквозными.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данного курсового проекта была спроектирована автоматизированная система верхнего закрытого налива темных нефтепродуктов без отвода паров для мазута М100 при производительности 1000 т/сут.

Была подобрана АСН-4В модуль Ду100 (0-0 (1)). Для данного комплекса был рассмотрен принцип действия, перечислены основные узлы, входящие в его состав, применяемые технические решения. Было описано метрологическое обеспечение комплекса, промышленная, экологическая и пожарная безопасности, а также автоматизация измерительного комплекса.

В технологической части проекта был произведен гидравлический и механический расчеты трубопроводов, выбран насос, произведен расчет фланцевого соединения, и в результате составлена гидравлическая схема.

В графической части проекта были выполнены план участка налива, общий вид АСН-4В, а также был выполнен сборочный чертеж наливного стояка с наливным наконечником.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Технологическое оборудование для АЗС и нефтебаз : учебное пособие для студентов вузов (бакалавров), обучающихся по направлению "Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов" : в 2-х ч./ Ю. Н. Безбородов [и др.]; Сиб. федер. ун-т, Ин-т нефти и газа. Ч. 1: Оборудование для хранения, приема и выдачи нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС, 2015. – 169 с.

2 Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак – Уфа: Дизайн-ПолиграфСервис, 2002. – 658 с.

3 ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – Введ.01.07.2002. – Москва, 2002. – 9 с.

4 Система измерительная АСН-4В модуль Ду100 (0-0 (1)): Сервис-Петролиум // Группа компаний по производству оборудования АЗС, АГЗС и нефтебаз [Электронный ресурс]. – Ливны, 2016. – Режим доступа: https://azs86.ru/company/

5 Насос УОДН 120-100-65 [Электронный ресурс] // Насосы шестеренные нефтяные. – Ливны, 2020. – Режим доступа: <https://oilpump.ru/catalog/osediagonalnye-shnekovye-nasosy/uodn-120-100-65/>

6 ВНТП 5-95 Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) – Введ. 01.05.1995. – 54 с.

7 СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. – Введ. 01.07.1993. – Московский институт пожарной безопасности МВД России, 1993. – 8 с.

8 ГОСТ 550-75 Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Введ.: 01.01. 1977. – Москва : ИПК издательство стандартов, 1977. – 32 с.

9 ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – Введ.: 03.01.2017. – Москва: Стандартинформ, 2016. – 88 с.

10 Центральный металлический портал РФ: Сталь марки 09Г2С – г. Москва, 2012. – Режим доступа: http://metallicheckiy-portal.ru/marki\_metallov/stk/09G2S

11 ГОСТ 12815-80 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на Ру от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/кв.см). Типы. Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5) – Введ. 01.01.1983. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2003. – 31 c.

12 АЗСТРАСТСТРОЙ: База данных содержит информацию о составе комплексов АСН-4В модуль Ду100(0-0 (1)). – Режим доступа: http://www.azstraststroy.ru/catalogue/tank\_farm/autofilling/risers\_filling\_in\_the\_tank/asn4vg/asn-4v\_modul/

13 ПБЭ НП-2001 Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств – Введ. 01.04.2001. – Москва: Минэнерго, 2001. – 63 с.

14 НПБ 111-98 Автозаправочные станции. Требования пожарной безопасности – Введ. 01.05.1998. – Москва : ГУ ГПС МВД России, 1998. – 35 с.

15 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1977. – Москва, 1977. – 8с.

16 ПУЭ Правила устройства электроустановок – Введ. 08.07.2002. – Москва, Минэнерго РФ, 2002. – 461 с.

17 СНиП 2.05.13-90 Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов. Введ. 9.10.1990. – Государственный концерн «Роснефтепродукт», 1990. – 8 с.

18 ГОСТ 8.587 – 2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. – Введ.: 30.04.2020. Москва, 2019. – 22с.