



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»

**Инженерная школа
Кафедра нефтегазового дела и нефтехимии**

До Суан Фат

**Проектирование нефтебазы оптовой и розничной
реализации в г. Дальнереченск, объёмом продаж 80
тыс. тонн в год**

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

по образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем
трубопроводного транспорта»

г. Владивосток

2019

Содержание

Аннотация.....	5
Введение.....	7
1.Общая часть.....	8
1.1 Краткая характеристика об объекте.....	8
1.2 Характеристика города Дальнереченск.....	9
1.3 Климат города Дальнереченск.....	11
1.4 Природные ресурсы города Дальнереченск.....	14
1.5 Гидрогеологические условия и характеристика грунтов местности.....	15
2. Технологическая часть.....	17
2.1 Строительные решения.....	17
2.2 Прием нефтепродуктов.....	17
2.3 Хранение нефтепродуктов.....	19
2.4 Отпуск нефтепродуктов.....	19
2.5 Технологические решения участка выдачи нефтепродуктов розничным потребителям.....	20
2.6 Технологические решения участка выдачи нефтепродуктов оптовым потребителям.....	20
2.7 Резервуары для хранения топлив.....	21
2.8 Топливозаправочные колонки.....	24
2.9 Технологические трубопроводы.....	24
2.10 Участок выдачи нефтепродуктов в автоцистерны.....	24

2.11 Блок налива нефтепродуктов.....	25
3. Расчётная часть.....	27
3.1 Определение оптимальных габаритных размеров резервуара.....	27
3.2 Гидравлический расчет всасывающей линии трубопровода.....	30
4. Научно-исследовательская работа.....	33
5. Безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды.....	38
6. Экономическая часть.....	46
Заключение.....	51
Список литературы.....	52
Приложение А.....	58
Приложение Б.....	59
Приложение В.....	60
Приложение Г.....	61
Приложение Д.....	63
Приложение Е.....	64

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе (ВКР) выполнено проектирование нефтебазы оптовой и розничной реализации нефтепродуктов в г. Дальнереченск, объёмом продаж 80 тыс. тонн в год.

В проекте отражены общие сведения об объекте, рельеф местности и климатические условия местонахождения нефтебазы.

В соответствии с исходными данными на проектирование произведен расчёт экономической эффективности строительства.

В разделе технологической части рассмотрены технология строительства и процесс организации строительства.

В научно-исследовательской части проведена оценка технико-экономической эффективности применения новых технологий при хранении нефти и нефтепродуктов.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен анализ опасных и вредных факторов, освещены вопросы противопожарной безопасности при проведении строительства и влияния проекта на окружающую среду.

В экономической части произведено обоснование экономической эффективности, произведен расчёт рентабельности проекта.

Выпускная квалификационная работа состоит из 63 страницы пояснительной записки на листах формата А4 и графической части на 6 листах формата А1.

Annotation

In this final qualifying work (FQW), the design of an oil depot for wholesale and retail sales of petroleum products in Dalnerechensk was completed, with a sales volume of 80 thousand tons per year.

The project reflects the general information about the object, the terrain and the climatic conditions of the location of the tank farm.

In accordance with the initial design data, the economic efficiency of construction was calculated.

In the section of the technological part, the construction technology and the construction organization process are considered.

In the research part, the evaluation of technical and economic efficiency of the application of new technologies in the storage of oil and petroleum products.

In the "Health and Safety" section, an analysis of hazardous and harmful factors has been carried out, safety issues during construction and the impact of the project on the environment are covered.

In the economic part, a feasibility study of economic efficiency was made, the profitability of the project was calculated.

Final qualifying work consists of an explanatory note on A4 sheets and the graphic part on 6 A1.

Введение

На сегодняшний день рынок реализации нефтепродуктов продолжает развиваться не зависимо от времени года и климатических условий. С каждым годом можно ожидать технического совершенствования и расширения функциональности автозаправочной станции.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка «проектирование нефтебазы оптовой и розничной реализации», который сможет функционировать как АЗС и мини-терминал (реализации нефтепродуктов клиентам оптом).

Исходя из цели, были поставлены следующие задачи:

1. Определение оптимального месторасположения;
2. Найти основные технологические решения по строительству объекта;
3. Подобрать технологическое оборудование;
4. Рассчитать инвестиционную привлекательность проекта.

Задачи были решены с помощью анализа климатических, геологических и других условий района строительства, необходимой нормативно-технической документации, существующих решений по строительству подобных объектов.

1.Общая часть

1.1 Краткая характеристика об объекте

Нефтебаза — это самостоятельное предприятие с резервуарным парком и комплексом зданий, сооружений и коммуникаций, предназначенное для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов.

Основными задачами нефтебаз являются:

- обеспечение бесперебойного снабжения потребителей нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте;

= сохранность качества нефтепродуктов и сокращение до минимума потерь при их приеме, хранении и отпуске потребителям.

Нефтебазы подразделяются:

- по функциональному назначению - на перевалочные, перевалочно-распределительные и распределительные;

- по транспортным связям поступления и отгрузки нефтепродуктов - на железнодорожные, водные (речные, морские), трубопроводные, автомобильные и комбинированные;

- по номенклатуре хранимых нефтепродуктов - на нефтебазы для легковоспламеняющихся нефтепродуктов, нефтебазы для горючих нефтепродуктов и нефтебазы общего назначения.

Вместимость склада нефтебазы определяется как суммарная вместимость резервуаров и тары для хранения нефтепродуктов.

При определении общей вместимости нефтебазы не учитываются:

- промежуточные резервуары (у сливноналивных эстакад);
- расходные резервуары котельных, дизельных, электростанций, одиночных сливноналивных устройств (до 3 стояков), топливозаправочных пунктов;
- резервуары для сбора утечек нефтепродуктов;
- резервуары пунктов сбора отработанных нефтепродуктов и масел;
- резервуары для уловленных нефтепродуктов и разделочные резервуары (уловленных нефтепродуктов) на очистных сооружениях производственной или производственно-дождевой канализации.

По объему грузооборота нефтебазы подразделяются на пять групп, которые представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Классификация нефтебаз по объёму грузооборота.

Группа нефтебазы	Грузооборот, тыс. т/год
1	свыше 500
2	свыше 100 до 500 включительно
3	свыше 50 до 100 включительно
4	свыше 20 до 50 включительно
5	до 20 включительно

1.2 Характеристика города Дальнереченск

Площадь города составляет 108,49 км², население на 2018г. составляет 25786 человек. Высота центра над уровнем моря 160 м.

Таблица 1.2 - Численность населения г. Дальнереченск период 2010-2018г.

Год	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Численность, тыс. человек	27,604	27,537	27,1	27,214	26,168	26,461	26,378	26,121	25,786

Географические координаты города Дальнереченск: 45°56' северной широты, 133°44' восточной долготы.

С севера граница города проходит по левому берегу реки Большая Уссурка от впадения её в реку Усури вверх по течению до железнодорожного моста обводной железной дороги Эбергард - Блокпост (1571 км)

С востока граница проходит от железнодорожного моста обводной железной дороги Эбергард - Блокпост (1571 км) по железной дороге до пересечения с автомобильной дорогой Дальнереченск - Новопокровка. Далее по автомобильной дороге в направлении Новопокровки до пересечения с дорогой на хутор Медведева, по дороге на хутор Медведева до правого берега реки Малиновка, вверх по течению реки Малиновка.

С юга граница проходит от р. Кедровка в западном направлении до перекрёстка дорог Хабаровск - Владивосток - Лазо, далее на север до обводной железной

дороги Эбергард – Блокпост, по железной дороге в направлении станции Лазо.

С запада граница проходит по старой дороге Лазо – Графский с выходом на фарватер реки Уссури, далее по фарватеру реки Уссури до слияния её с рекой Большая Уссурка.

В долинах трёх рек Большой Уссурки, Малиновки и Уссури, которые соединяются на городской территории, расположен город Дальнереченск. Он является центром одноимённого района в Приморском крае и находится в непосредственной близости от Китайской народной республики. Дальнереченск является самым старинным и северным городом Приморья. Лежит он поблизости живописных отрогов Сихотэ-Алиня и потухшего вулкана - Сальской сопки. Район строительных работ представлены на рисунках 1.1 и 1.2.



Рисунок 1.1. Обзорное место участка проектирования.

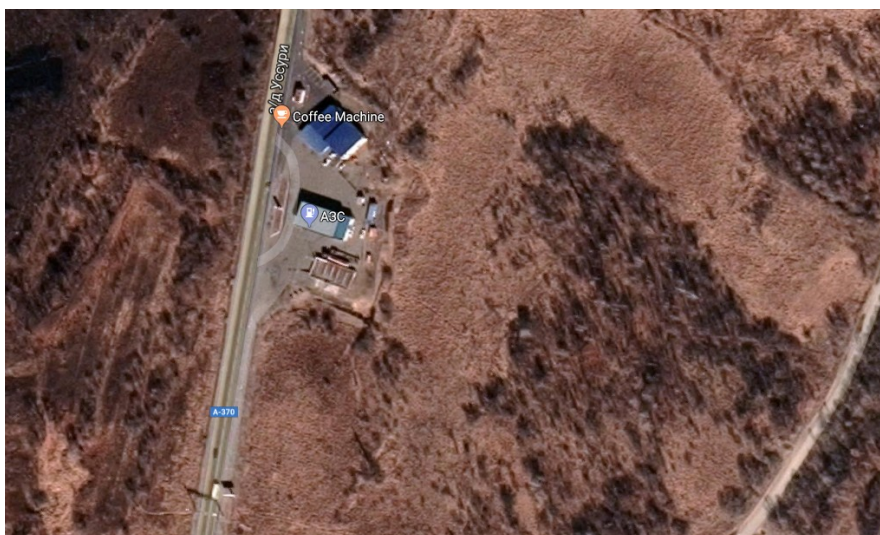


Рисунок 1.2. Место проектирования нефтебазы.

1.3 Климат города Дальнереченск

Город Дальнереченск, как и весь Приморский край, находится в области умеренного муссонного климата, для которого характерны влажное, тёплое лето и умеренно суровая малоснежная зима. Наибольшее количество осадков выпадает летом и осенью.

Город Дальнереченск имеет умеренно-холодный климат. В зимний период существует гораздо меньше осадков в Дальнереченск, чем в летний период. Этот климат считается Dwb согласно классификации климата Кеппен-Гейгера. Средняя температура воздуха в Дальнереченск является 3.1°C . Среднее количество осадков в год составляет 639 мм. На рисунке 1.3 показан график температуры за 12 месяцев в городе Дальнереченск.

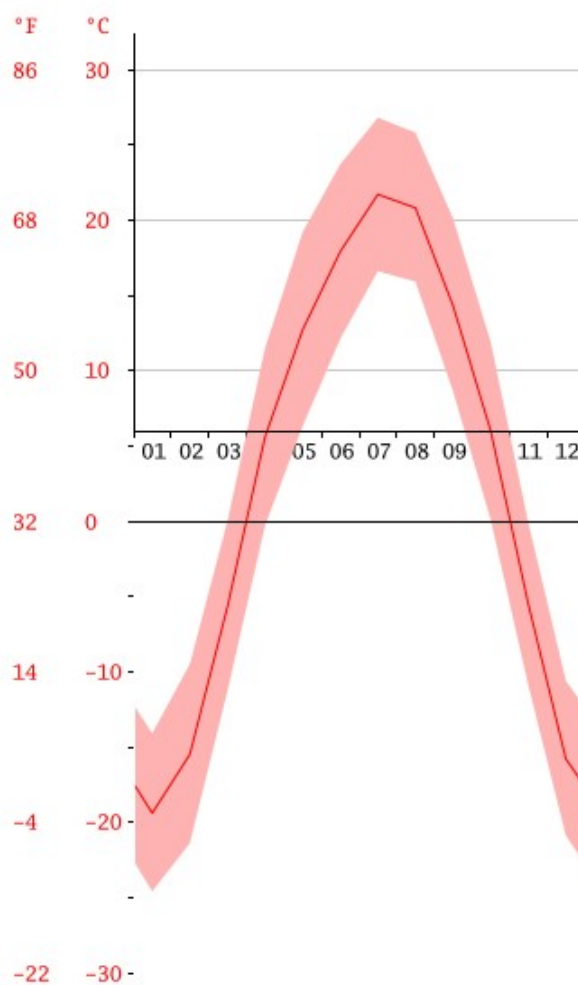


Рис. 1.3. Температурный график города
Дальнереченск.

На рисунке 1.4 представлен климатический график города Дальнереченск в течение 12 месяцев.

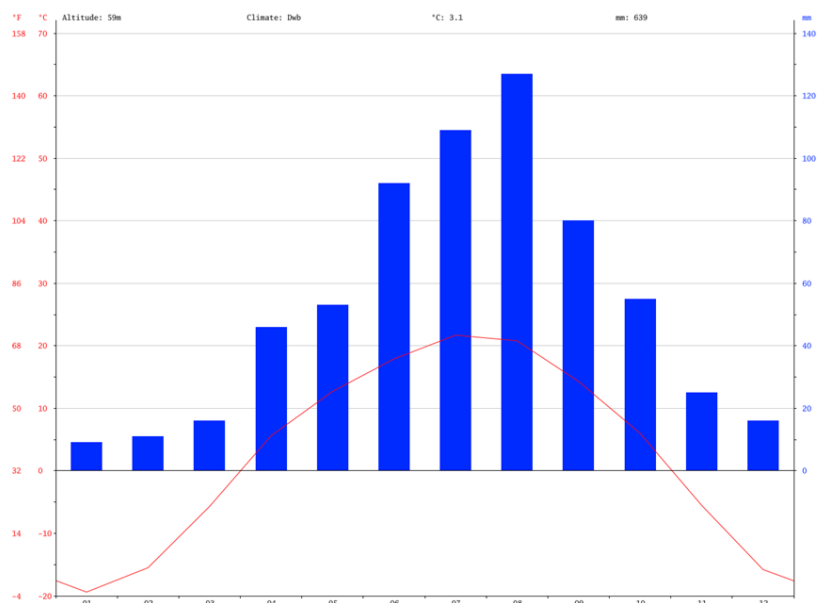


Рис. 1.4. Климатический график города Дальнереченск.

Из графика видно, что в январе меньше всего осадков, в среднем 9 мм. В среднем 127 мм, наибольшее количество осадков выпадает в Август.

Также климатический график представлен в виде таблицы на рисунке 1.5.

	Январь	Февраль	март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Средний температура (°C)	-19.4	-15.5	-5.7	5.6	12.7	17.9	21.7	20.8	14.3	6	-5.5	-15.8
минимум температура (°C)	-24.6	-21.4	-11.3	-0.3	6.3	12.1	16.6	15.9	8.6	0.1	-10.9	-20.9
максимум температура (°C)	-14.1	-9.5	0	11.5	19.2	23.7	26.8	25.8	20.1	11.9	-0.1	-10.6
Норма осадков (мм)	9	11	16	46	53	92	109	127	80	55	25	16

Рис. 1.5. Климатический график г. Дальнереченск (таблица).

Как видно между сухим и дождливым месяцем, разница в осадках 118 мм. В течение года средняя температура колеблется от 41.1 ° С.

Основные климатические показатели г. Дальнереченск (Приложение А).

Все данные в таблице 1.3 (Приложение А) были взяты из СП 131.13330.2012 «Строительная климатология».

В формировании климата местности, на которой расположен г. Дальнереченск, велика роль хребта Сихотэ-Алинь. Этот горный барьер препятствует проникновению холодного воздуха летом и относительно тёплого морского воздуха зимой. Поэтому, в сравнении с прибрежными районами, лето здесь теплее, а зима холоднее.

К неблагоприятным климатическим условиям местности относятся тайфуны, которые сопровождаются обильными осадками.

Дальнереченск находится на Уссурийской плоской низменности. Абсолютная высота над уровнем моря – 60 м.

Территория г. Дальнереченска богата внутренними водами. В его пределах протекают: река Уссури, нижнее течение реки Большая Уссурка. Большая Уссурка, правый приток Уссури. Длина 440 км. Длина реки на территории города – 17 км. Берёт начало на хребте Сихотэ-Алинь. В верховьях течёт в узкой долине; ниже – в полосе предгорий, разделяясь на рукава. Крупные притоки: Малиновка, Арму, Татибе, Бейцухе. Замерзает в конце ноября, вскрывается в середине апреля. Судоходна в низовьях. Также в пределах города Дальнереченска протекают реки: Малиновка (13,3 км), Кедровка (7,2 км), Белая (3,6 км).

1.4 Природные ресурсы города Дальнереченск

Большая часть района занята лесами. Свободные от леса зоны находятся по долинам рек, где расположена большая часть населённых пунктов. Долины рек являются основными сельскохозяйственными территориями. Лес – один из важнейших природных ресурсов региона. Также здесь разведаны залежи торфа, каменного угля, золота, ильменита, известняка, ведётся добыча строительного сырья.

Одна из старейших отраслей экономики Приморского края – лесная и деревообрабатывающая промышленность. Основные лесозаготовительные базы расположены в Анучинском, Чугуевском и Красноармейском районах. Центрами деревообрабатывающей промышленности края являются города Лесозаводск и Дальнереченск.

Экономику района представляют: сельскохозяйственная, лесозаготовительная и лесоперерабатывающая отрасли.

Используются природные богатства района – глубокая переработка древесины, дальнейшая разработка угольного разреза. В перспективе – разработка богатейшего месторождения золота, глин для изготовления кирпича, строительство щебеночного завода в с. Сухановка.

Неметаллорудное сырьё – слюды, вермикулит, асбест, тальк, графит, барит и др. Месторождения слюды, имеющие большое промышленное значение для промышленности Приморского края, не разведано. Небольшие проявления мусковита отмечены в

Лесозаводском, Дальнереченском и Партизанском районах. Качество слюды довольно низкое. Значительное месторождение слюд имеется в Спасском районе. На территории края (Чугуевский район) значительны запасы высококачественного силикатного минерала – вермикулита. При нагревании вермикулит "вспучивается" и увеличивает свой объем в 15–20 раз.

1.5 Гидрогеологические условия и характеристика грунтов местности

Ореховское месторождение (участок Начальный) находится в Дальнереченском муниципальном районе в 65 км к юго-востоку от г. Дальнереченск с одноименной станцией Дальневосточной железной дороги. Ближайший населенный пункт — с. Боголюбовка, расположен на правом берегу р. Ореховки, в 7 км к югу от Лицензионного участка.

По состоянию на 01.01.2018 г. по участку Начальному Ореховского бурого угольного месторождения в нераспределенном фонде недр государственным балансом учтены для открытой добычи запасы бурого угля в количестве:

Средняя зольность угля на рабочий пласт составляет 30,8 %, средняя зольность в расчете на чистый уголь составляет 18,9 %. Угли бурые, марки 2 Б. Среднее содержание летучих 52,7 %, серы 0,48%, влаги в рабочем топливе 33,7 %. Высшая теплота сгорания 6500 ккал/кг. Содержание токсичных и радиоактивных химических

элементов не превышает предельно допустимых концентраций.

Буроугольное месторождение Ореховское приурочено к северо-восточной части Ореховской тектонической депрессии, фундамент и обрамление которой сложены мезозойскими песчаниками и конгломератами, а сама депрессия выполнена палеоген-неогеновыми угленосными отложениями, представленными аргиллитами, алевролитами, песчаниками и конгломератами с пластами и пропластками бурого угля, которых в разрезе насчитывается более 10 при общей мощности пород в центре депрессии до 300 м.

Целесообразность разработки участка «Начальный» заключается в обеспечении местного населения и муниципальных объектов Дальнереченского и близлежащих муниципальных районов, удаленных от иных источников, топливным ресурсом.

Планируемые к первоочередной отработке запасы угля практически не снижают общий экономический потенциал месторождения, их разработка может быть выполнена относительно простыми техническими средствами при небольших капитальных затратах, т. к. уголь здесь залегает близко к поверхности.

2. Технологическая часть

2.1 Строительные решения

Планировочные решения размещения сооружений и оборудования нефтебазы. Планировка осуществляется с учетом размещения на территории зданий и сооружений из условия рационального размещения инженерных коммуникаций, с условием полного исключения возможности растекания аварийных проливов топлива как на территории мини-терминала, так и за его пределы.

При проектировании нефтебазы учитываются минимальные расстояния до объектов к ней не относящихся (Приложение Б).

Так же при проектировании особое внимание уделяется расстоянию между зданиями и сооружениями: от стенок резервуаров для хранения топлива и аварийных резервуаров, наземного и надземного оборудования, в котором обращается топливо и его пары, корпуса ТРК и раздаточных колонок, границ площадок для автоцистерны и технологических колодцев, от стенок технологического оборудования очистных сооружений, от границ площадок для стоянки транспортных средств и от наружных стен и конструкций зданий.

Топливо на нефтебазе завозится бензовозами и сливается через герметичные быстроразъемные муфты и фильтры. Сливные устройства установлены на специальной площадке. Сливные трубопроводы прокладываются подземно с уклоном в сторону резервуаров. Для

обеспечения слива бензина без его перелива предусмотрен аварийный резервуар, объемом 10 м³.

2.2 Прием нефтепродуктов

Доставка нефтепродуктов на нефтебазу осуществляется автоцистернами. Слив топлива предусматривается через сливные устройства, установленные в технологическом колодце.

Во время слива топлива с автоцистерны в резервуар эксплуатация нефтебазы приостанавливается, прекращается заправка автотранспорта через топливозаправочные колонки, связанные с заполняемым резервуаром до окончания слива в него нефтепродукта из автоцистерны. В технологической системе нефтебазы при сливе топлива предусматривается линия рециркуляции паров бензинов из резервуара в автоцистерну.

Прием нефтепродуктов из автоцистерн проводится не менее, чем двумя работниками. При подготовке к сливу нефтепродуктов оператор:

- организует установку автоцистерны на площадку для слива;
- открывает задвижку для приема нефтепродукта в резервуар аварийного пролива;
- закрывает задвижку на трубопроводе отвода дождевых вод в очистные сооружения с площадки для автоцистерны;
- обеспечивает место слива нефтепродуктов первичными средствами пожаротушения;

- присоединяет автоцистерну к заземляющему устройству;
- убеждается в том, что двигатель автоцистерны выключен;
- проверяет сохранность и соответствие пломб на горловине и сливном вентиле (задвижке).

В ходе и по завершении слива нефтепродуктов в резервуары необходимо:

- снять пломбы с горловины и сливного вентиля;
- выполнить слив нефтепродуктов из автоцистерны;
- обеспечить постоянный контроль над ходом слива нефтепродукта и уровнем его в резервуаре, не допуская переполнения или разлива;
- по завершении слива оператор лично убеждается в том, что нефтепродукт из автоцистерны и сливных рукавов слит полностью;
- отсоединить сливные рукава;
- внести в журнал поступления нефтепродуктов, в сменный отчет и товарно-транспортную накладную данные о фактически принятом количестве нефтепродукта.

При выявлении несоответствия поступивших нефтепродуктов товарно-транспортной накладной составить акт на недостачу в трех экземплярах, из которых первый приложить к сменному отчету, второй – вручить водителю, доставившему нефтепродукты, а третий остается на нефтебазе.

Во время слива не допускается движение автотранспорта на расстоянии менее 8 м от сливных муфт резервуаров.

2.3 Хранение нефтепродуктов

Нефтепродукты хранятся в подземных металлических резервуарах. Время хранения нефтепродуктов не установлено, т. е. завоз топлива производится по мере его реализации.

Технические средства сбора отработанных нефтепродуктов должны обеспечивать их сохранность при хранении, транспортировке и приемо-сдаточных операциях.

2.4 Отпуск нефтепродуктов

Заправка автомобилей и других транспортных средств производится через топливораздаточные колонки.

Проверка топливораздаточных колонок и установки верхнего налива проводится в соответствии с существующими нормативными документами. Колонки, не удовлетворяющие требованиям, к эксплуатации не допускаются.

На нефтебазе при отпуске нефтепродукта, обязаны:

- следить за исправностью и нормальной работой колонок;
- определять ежемесячно погрешность работы колонок с помощью образцовых мерников 2 разряда;
- поддерживать чистоту на территории и внутри помещений.

2.5 Технологические решения участка выдачи нефтепродуктов розничным потребителям

Участок выдачи нефтепродуктов на проектируемом мини-терминале предназначен для заправки легкового и грузового автотранспорта четырьмя видами жидкого моторного топлива: Аи-98, Аи-95, Аи-92, ДТ и ДТЭ.

Основные технологические решения для участка выдачи:

- хранение жидкого топлива осуществляется в семи двустенных резервуарах: $V1 = 7 \times 50 \text{ м}^3$;
- слив топлива из автоцистерн (АЦ) в резервуары хранения осуществляется самотеком через узел слива, оснащенный сливной муфтой, сетчатым фильтром и огнепреградителем.
- слив топлива производится с рециркуляцией паров из резервуара в АЦ и с автоматическим прекращением слива при достижении заданного уровня (95% объема емкости) при помощи клапана перекрытия, расположенного на линии наполнения емкости;

2.6 Технологические решения участка выдачи нефтепродуктов оптовым потребителям

Налив нефтепродуктов оптовым представителям осуществляется в автоцистерны. Для этой цели применяют стояки различных типов. Их классифицируют:

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

- по степени автоматизации процесса налива (автоматизированные или неавтоматизированные);
- 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).

Для предотвращения переливов автоцистерн применяются средства автоматизации. В этом случае наливные стояки оборудуют датчиками уровня, позволяющими производить отпуск заданного количества нефтепродукта.

В качестве наливных устройств в данном проекте будет применяться измерительный комплекс АСН-8ВГ модуль Ду100-2/4 верхнего налива топлива в АЦ, с двумя стояками верхнего налива, в котором с одной стороны наливаются два нефтепродукта. Производительность одного стояка зависит от подводящего трубопровода и ограничена 90 м³/ч, для обеспечения безопасного налива.

2.7 Резервуары для хранения топлив

К установке на нефтебазе предусматривается три двустенных односекционных подземных резервуара и четыре двустенных двухсекционных подземных резервуара объемами соответственно: $V_1=100 \text{ м}^3$; $V_2=100 \text{ м}^3$; $V_3=100 \text{ м}^3$; $V_4=100/2 \text{ м}^3$; $V_5= 100/2\text{м}^3$; $V_6=100/2\text{м}^3$ и $V_7=100/2\text{м}^3$.

Двустенные односекционные резервуары – стальные сосуды емкостью от нескольких единиц до сотен кубометров, предназначенные для хранения жидкостей и

имеющие два корпуса (стенки), где межстеночное пространство заполнено инертным газом. Использование горизонтальных двустенных резервуаров позволяет снизить вероятность возникновения аварийной ситуации при повреждении корпуса резервуара, что позволяет хранить нефтепродукты и легко воспламеняющиеся жидкости на производстве, автозаправочных станциях, а также запасов питьевой и технической воды, жидких удобрений и химикатов. Двойная стенка корпуса резервуаров имеет промежуточный слой азота или же жидкости с плотностью большей, чем плотность среды, хранящейся в резервуаре. Именно это позволяет свести до минимума риск утечки нефтепродуктов при возникновении аварий.

Такие резервуары имеют одну и более секций, для каждой секции двухсекционного резервуара (рисунок 2.2) должны выполняться мероприятия, предусмотренные для однокамерного резервуара. Одновременное хранение бензина и дизельного топлива допускается лишь в различных секциях одного резервуара, секции которого разделены двумя перегородками с обеспечением контроля герметичности межстенного пространства.

Резервуар обязательно оснащается дыхательным клапаном, позволяющим во время эксплуатации поддерживать постоянное рабочее давление внутри резервуара.

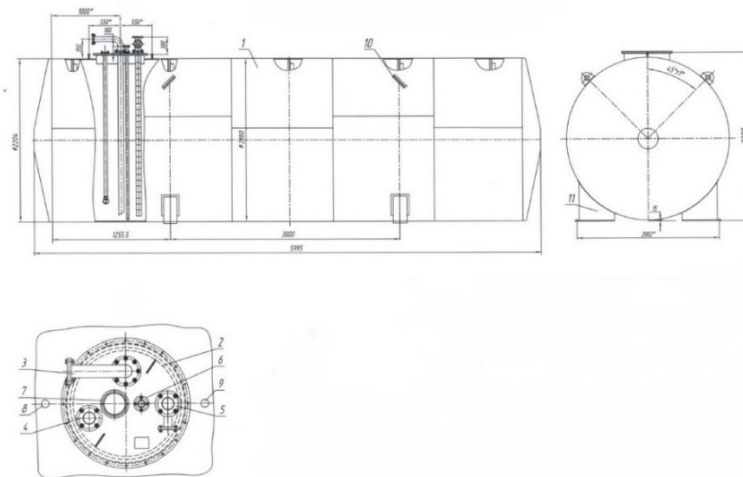


Рисунок 2.1 – РГСД, односекционный

1 – резервуар; 2– крышка с оборудованием; 3 – патрубок наполнения Ду80; 4 – трубопровод забора топлива Ду50; 5 – патрубок замерного люка Ду80; 6 – трубопровод обесшламливания Ду50; 7– фланец для установки уровнемера; 8 – трубопровод заполнения межстенного пространства; 9 – патрубок для контроля герметичности резервуара Ду25; 10 – строповое устройство; 11 – полуопоры.

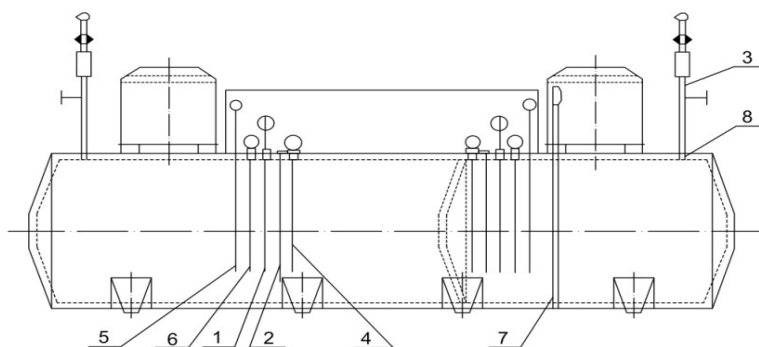


Рисунок 2.2 – РГСД, двухсекционный.

1 – линия выдачи; 2 – линия обесшламливания» 3 – линия деаэрации; 4 – линия наполнения; 5 – линия контроля уровня топлива; 6 – линия верхнего уровня; 7 – система контроля герметичности межстенного

пространства с жидкостным заполнением в комплекте; 8 – патрубком присоединения линии деаэрации.

А также каждый резервуар оборудуется необходимым оборудованием для его полной работоспособности.

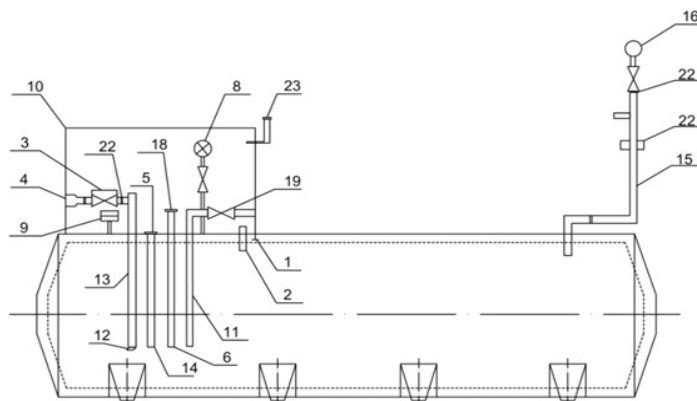


Рисунок 2.3 – оборудование РГСД.

1 – датчик верхнего уровня топлива; 2 – предохранительный клапан системы герметичности резервуара; 3 – шаровой кран линии выдачи; 4 – муфта соединительная линии выдачи; 5 – крышка зачистной трубы; 6 – труба замерная; 7 – люк технологического лаза; 8 – манометр системы герметичности резервуара; 9 – кран трехходовой; 10 – технологический отсек; 11 – линия наполнения; 12 – обратный клапан линии выдачи; 13 – линия выдачи; 14 – линия обесшламливания; 15 – линия деаэрации; 16 – дыхательный клапан; 17 – вентиль линии деаэрации; 18 – крышка замерной трубы; 19 – клапан линии наполнения; 20 – линия флегматизации; 21 – муфта установки системы контроля герметичности межстенного пространства; 22 – огнепреградитель; 23 – модульная коробка.

2.8 Топливозаправочные колонки

На нефтебазе предусматривается установка одного технологического островка, который состоит из модулей раздачи топлива, включающих в себя четыре раздаточные колонки марки: «MD50F111-E» (4 шт.).

Наружная облицовка наземной части островка производится панелями из нержавеющей листовой стали, обеспечивающей эстетический вид и искробезопасность. Островок оборудуется дугами безопасности, что обеспечивает прочность и сохранность его в случае наезда транспорта.

2.9 Технологические трубопроводы

На проектируемом нефтебазы приняты к укладке следующие виды труб:

- стальные бесшовные трубы Д108х4,5 по ГОСТ8732-78 из стали марки 20, с механическими свойствами.
- трубы стальные 57х5,3 из стали 10.
- трубы пластмассовые двустенные компании «KPS» 50/63/75/90/100.

Монтаж, сварку, испытания трубопроводов и арматуры производить по СНиП 3-05-05-84 (с изменениями от 01.01.2018) и в соответствии с указаниями по монтажу труб производства.

2.10 Участок выдачи нефтепродуктов в автоцистерны

На участке мини-терминала предусматривается установка устройства верхнего наполнения автоцистерн.

В соответствии с техническими условиями предусмотрен монтаж системы измерительного верхнего дозированного налива неагрессивных жидкостей в состав которой входят:

- резервуарный парк в количестве семи резервуаров $V=700\text{м}^3$, каждый для приема и хранения нефтепродуктов;

- подводящие трубопроводы;

- комплекс верхнего налива тип АСН-8ВГ модуль Ду2/4.

Под налив автоцистерны устанавливаются на площадку, используемую для слива топлива из автоцистерн. Обвязка наливных комплексов и резервуаров трубопроводами позволяет осуществлять одновременный налив двух видов топлива с подачей на пункт налива по отдельным трубопроводам, исключая смешивание топлива.

2.11 Блок налива нефтепродуктов

Блок налива нефтепродуктов состоит из одного комплекса рисунок 2.5, верхнего дозированного налива с перекидными трапами обслуживающие два отсека одной автоцистерны с одной стороны наливного островка с возможностью последовательного налива двух продуктов через один сток без смешивания.

В состав комплекса АСН-8ВГ модуль Ду100 2/4 входят:

- стояк Ду100 для верхнего налива в АЦ

- шарнирно сочлененный трубопровод Ду70 для отвода паров;

- наконечник телескопический герметичного верхнего налива;
- клапан электрогидравлический;
- модуль измерительный;
- обратный клапан;
- массовый расходомер;
- клапан сброса повышенного давления;
- насосный блок;
- датчик предельного уровня налива;
- модуль оператора.

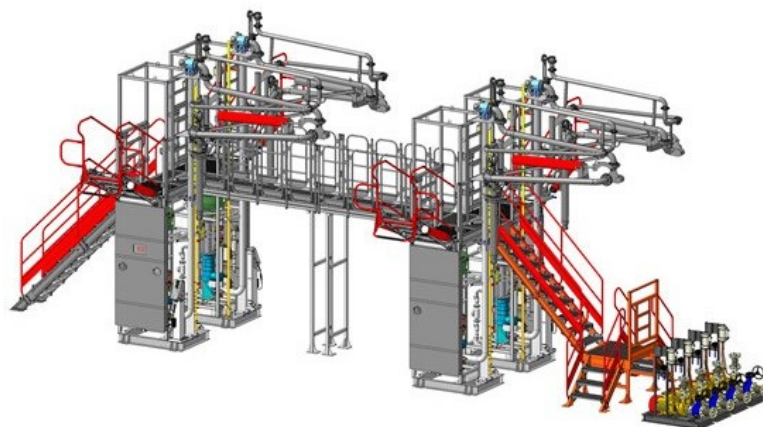


Рисунок 2.5 Общий вид комплекса верхнего налива
АСН-8ВГ модуль 2/4

Технические характеристики измерительного комплекса верхнего дозированного налива нефтепродуктов, используемого на нефтебазе:

- диаметр условного прохода стояка, 100 мм;
- вязкость измеряемой жидкости от 0,55 до 100 мм²/с (сСт);
- рабочее давление, не более 0,5(5) МПа (кгс/см²);
- диаметр горловины а/ц, 300 мм;

- диаметр котла обслуживаемых автоцистерн, мин 1200-макс 2200 мм;
- телескопический наливной наконечник верхнего налива для закрытого налива, с датчиком уровня;
- диаметр рукава отвода паров, Ду70 мм;
- срок службы АСН 10 лет;
- масса комплекса, не более 4000 кг.

3. Расчётная часть

3.1 Определение оптимальных габаритных размеров резервуара

Определение оптимального диаметра резервуара

Диаметр резервуара определяется по формуле (1):

$$D_{opt} = 0,8\sqrt[3]{V} \text{ (м)}, \quad (1)$$

где V – заданный объём резервуара (м^3).

$$D_{opt} = 0,8\sqrt[3]{100} = 3,71 \text{ (м)}$$

Следовательно, радиус $r = 1,855$ м.

Определение длины резервуара

При плоских днищах длина резервуара определяется по формуле (2):

$$l = \frac{V}{\pi \cdot r^2} \text{ (м)}, \quad (2)$$

где r – радиус резервуара (м).

$$l = \frac{100}{3,14 \cdot 1,855^2} = 9,255 \text{ (м)},$$

Подбираем листы для корпуса 1250×3680. Края листов уменьшаем на 10 мм, следовательно, лист будет иметь размер 1240×2970.

Подбираем количество листов для одной обечайки

Количество листов для одной обечайки определяется по формуле (3):

$$n_l = \frac{\pi D}{l_l}, \quad (3)$$

D – диаметр резервуара

l_l – длина листа с учетом строжки.

$$n_{л} = \frac{3,14 \cdot 3680}{3670} = 3,14$$

Следовательно, необходимо $3\frac{1}{4}$ листа для одной обечайки.

Определение количество колец

При ширине листа $b_{л} = 1,24$ м требуется следующее количество колец, определяемое по формуле (4):

$$n = \frac{l}{b_{л}}, \quad (4)$$

$$n = \frac{9,255}{1,24} = 7,46.$$

Следовательно, принимаем целое число колец, равное 8 шт.

Определим фактический диаметр резервуара

Фактический диаметр резервуара определяется по формуле (5):

$$D_{\phi} = \frac{n_{л} l_{л}}{\pi}, \quad (5)$$

$$D_{\phi} = \frac{3,16 \cdot 3680}{3,14} = 3708(\text{см}) = 3,71(\text{м}).$$

Определение фактической длины резервуара

Фактическая длина резервуара определяется по формуле (6):

$$l_{\phi} = n * b_{л}, \quad (6)$$

$$l_{\phi} = 8 * 1,24 = 9,92(\text{м}).$$

Определение фактического объём резервуара

Фактический объём резервуара находим по формуле (7):

$$V_{\phi} = \pi r^2 l_{\phi} \quad (7)$$

$$V_{\phi} = 3,14 * 1,855^2 * 9,92 = 101,18 (\text{м}^3).$$

Полученные значения необходимо проверить на расхождение:

$$\Delta = \frac{V_{\text{заданный}} - V_{\text{полученный}}}{V_{\text{заданный}}} \cdot 100\% = \frac{100 - 101,18}{100} \cdot 100\% = 1,18\% < 5\%$$

Расхождение не превышает 5%, что удовлетворяет точности инженерного расчета.

Определение толщины стенки резервуара

Толщину стенки резервуара определяем по формуле (8):

$$t_w = \frac{(\gamma_{ж} \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot r \cdot 2 + \gamma_{f2} \cdot p_{изб}^H) \cdot r}{\gamma_c \cdot R_{wy}} + c_1, \text{ мм} \quad (8)$$

$\gamma_{ж} = 1,1$ - коэффициент надежности для жидкости;

$\rho_{ж} = 0,74$ - средняя плотность бензинов (т/м^3);

$g = 9,81$ - ускорение свободного падения (м/с^2);

$\gamma_{f2} = 1,2$ - коэффициент надежности для избыточного давления;

$c_1 = 0,08$ - учёт вытяжки металла при вальцовке листов;

$\gamma_c = 0,8$ - коэффициент условий работы;

R_{wy} - расчётное сопротивление стыкового шва растяжению при соответствующем контроле качества швов ($R_{wy} = R_y = 22,927 \text{ кН/см}^2$).

Расчетное сопротивление стали (листового проката) при сжатии, растяжении по пределу текучести определяется по формуле (9):

$$R_y = \frac{R_{ун}}{1,025}, \quad (9)$$

$R_{yH} = 255 \frac{H}{\text{мм}^2}$ – предел текучести стали (ГОСТ 27772 – 88*)

$$R_y = \frac{255}{1,025} = 248,78 \text{ МПа};$$

$p_{\text{изб}}^H$ – нормальное избыточное давление ($0,17 \cdot 10^{-2}$ Па).

$$t_w = \frac{(1,1 \cdot 0,76 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} \cdot 185,5 \cdot 2 + 1,2 \cdot 0,17 \cdot 10^{-3}) \cdot 185,5}{0,8 \cdot 22,927} + 0,08 = 0,131 \text{ (см)}$$

Учитываем минусовой допуск отношения толщины листов $\delta = 0,5$ и припуск на коррозию $\Delta = 0,1$ мм. Получим, что требуемая толщина стенки равна:

$$t_{\text{тр}} = 1,31 + 0,5 + 0,1 = 1,92 \text{ мм.}$$

По ГОСТ 27772-88 (с изменениями от 11.01.2018) толщину стенки принимаем равной минимум 2,5мм, следовательно, толщина стенки резервуара $t_w = 2,5$ мм.

Параметры резервуара:

$$V = 101,18 \text{ м}^3$$

$$r = 1,855 \text{ м}$$

$$l_{\phi} = 9,92 \text{ м}$$

$$n_d = 3 \frac{1}{4}$$

$$n = 8 \text{ шт.}$$

Определение количества резервуаров

Исходя, из разработки проекта нефтебазы заданный хранимый объем нефтепродуктов составляет $V=700 \text{ м}^3$, следовательно, количество резервуаров равно семи.

3.2 Гидравлический расчет всасывающей линии трубопровода

Гидравлический расчет будем вести при среднеминимальной температуре нефтепродукта Аи-95.

Кинематическая вязкость $\nu=0,000041 \text{ м}^2/\text{с}$;

Длина всасывающей линии $L = 20,5 \text{ м}$;

Наружный диаметр всасывающего трубопровода $D_{\text{вс}} = 0,108 \text{ м}$;

Толщина стенки трубопровода $\delta=0,0045 \text{ мм}$;

Эквивалентная шероховатость труб $K_s=0,71 \text{ мм}$;

Потеря напора на преодоление сил тяжести $\Delta z=3 \text{ м}$;

Производительность насоса $Q=35 \text{ м}^3/\text{ч}=0,0097 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Таблица 3.1 - Местные сопротивления на всасывающей линии.

Тип местного сопротивления	Количество	$\varepsilon_{\text{вс}}$
Фильтр	0	1,7
Задвижка	3	0,15
Поворотов	5	0,3

1. Находим внутренний диаметр трубопровода:

$$d_{\text{вс}} = D_{\text{вс}} - 2\delta = 0,108 - 2 \cdot 0,0045 = 0,099 \text{ м}, \quad (10)$$

2. Скорость движения потока:

$$v = \frac{4 \cdot Q_p}{\pi \cdot d_{\text{вс}}^2} = \frac{4 \cdot 0,0097}{3,14 \cdot 0,099^2} = 1,266 \text{ м/с}, \quad (11)$$

3. Число Рейнольдса для потока нефтепродуктов в трубопроводе:

$$Re = \frac{v \cdot d_{\text{вс}}}{\nu} = \frac{1,26 \cdot 0,099}{0,41 \cdot 10^{-4}} = 3042, \quad (12)$$

4. Определим, в какой турбулентной зоне нефть движется. Для этого найдём значения переходных чисел Рейнольдса Re_1 и Re_2 , которые определяют по формулам:

$$\Re_1 = \frac{10}{K} \quad (13)$$

$$\Re_2 = \frac{500}{K} \quad (14)$$

$K = k_{\text{э}}/D$ (15) - относительная шероховатость трубы;

$k_{\text{э}}$ - эквивалентная (абсолютная) шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния. Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять $k_{\text{э}} = 0,2$ мм.

По формуле (15) $k = 0,0065$

По формуле (13) $\text{Re}_1 = 1538$

По формуле (14) $\text{Re}_2 = 76922$

Отсюда следует, что $\text{Re}_1 < 3042 < \text{Re}_2$, режим турбулентный, т. е. нефтепродукт находится в области гидравлически гладких труб, для которой коэффициент гидравлического сопротивления вычисляется по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\Re}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{3042}} = 0,0426, \quad (15)$$

5. Потери напора по длине трубопровода:

$$h_{i.\text{вс}} = \lambda \frac{L_{\text{вс}}}{d_{\text{вс}}} \cdot \frac{\vartheta^2}{2g} = 0,0426 \frac{20,5}{0,099} \cdot \frac{1,26^2}{2 \cdot 9,81} = 0,72 \text{ м} \quad (16)$$

6. Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{\text{м.вс}} = \frac{\vartheta^2}{2g} \sum_{i=1}^n \xi_i = \frac{1,26^2}{2 \cdot 9,81} (2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,3) = 0,098 \text{ м}, \quad (17)$$

7. Полная потеря напора на всасывающей линии:

$$H_{\text{вс}} = h_{i.\text{вс}} + h_{\text{м.вс}} + \Delta z = 0,72 + 0,098 + 3 = 3,818 \text{ м}, \quad (18)$$

8. Проверка всасывающего трубопроводов на холодное кипение паров бензина. Условие, которое должно выполняться, чтобы не произошло срыва потока:

$$\frac{P_a}{\rho_{\delta} \cdot g} - (\Delta z + h_{i.вс} + h_{м.вс}) > \frac{P_s}{\rho_{\delta} \cdot g} \quad (19)$$

$P_s = 0,55 \cdot 10^5$ Па - давление насыщенных паров бензина при $26,9^{\circ}\text{C}$;

$P_a = 1,013 \cdot 10^5$ Па - атмосферное давление.

$$\frac{1,013 \cdot 10^5}{0,75 \cdot 9,81} - (3 + 0,72 + 0,098) > \frac{0,55 \cdot 10^5}{0,75 \cdot 9,81}, \quad (20)$$

$$13778 > 7482$$

Условие выполняется.

4. Научно-исследовательская работа

Оценка технико-экономических показателей применения технологий Стирлинга при хранении нефти и нефтепродуктов.

К наиболее существенным потерям нефтепродуктов при хранении, приеме и выдаче потребителям относятся естественные потери, обусловленные испарением нефтепродуктов. Кроме уменьшения количества горючего при испарении ухудшается его качество вследствие безвозвратной потери низкокипящих углеводородов.

Ущерб, наносимый выбросами паров бензина в атмосферу при его хранении в резервуарах, заключается не только в уменьшении топливных ресурсов и в стоимости теряемых продуктов, но и в отрицательных экологических последствиях.



Рис. 4.1. Виды потерь нефтепродуктов при хранении на нефтебазах



Рис. 4.2. Виды потерь нефтепродуктов при хранении на АЗС.

Анализ современных способов улавливания паров нефтепродуктов, основанных на принципах адсорбции паров, закачивания в освобождающиеся емкости, мембранного разделения и других процессов, показывает, что они отличаются значительной стоимостью. При этом затраты на сооружение и эксплуатацию улавливающих установок обычно превышают стоимость сэкономленного продукта. В то же время на современном уровне технического оснащения нефтебаз и складов горючего естественные потери нефтепродуктов от испарения с высокой экономичностью практически полностью могут быть устранены в результате применения стирлинг-технологий, основанных на применении низкотемпературных холодильных оборудования.

В настоящее время разработаны новые, не имеющие аналогов в мире, установки, предназначенные для 100% улавливания легких фракций углеводородов (ЛФУ) при хранении нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и автозаправочных станциях (АЗС). В основу установок положена технология охлаждения ЛФУ с использованием низкотемпературных холодильных машин Стирлинга. Установки имеют высокую экономическую и экологическую эффективность, срок окупаемости составляет менее 2 лет.

Преимущества использования данных установок:

- 100% снижение технологических потерь нефтепродуктов от испарения при их транспортировке и хранении;

- значительное сокращение выбросов вредных веществ в окружающую среду;
- поддержание высокого качества светлых нефтепродуктов (бензина, керосина, дизельного топлива и др.) при их длительном хранении и др.

Конструктивно технологий Стирлинга представляют собой сочетание в одном агрегате компрессора, детандера и теплообменных устройств: теплообменника нагрузки (нагревателя или конденсатора), регенератора и холодильника. В качестве рабочего тела используется, как правило, гелий, который во внутреннем контуре машины совершает прямой или обратный термодинамический цикл, состоящий из двух изотерм и двух изохор.

Технология Стирлинга, работающие по циклу Стирлинга, состоят из четырех этапов:

- охлаждение:
- сжатие:
- нагрев:
- расширение.

Идеальный цикл Стирлинга представляет собой обратимый термодинамический цикл и, следовательно, имеет ту же эффективность, что и цикл Карно (при работе между одними и теми же источниками тепла).

Этот идеальный цикл имеет внезапное изменение объема и давления между фазами. Фактически, процесс охлаждения или повторного нагрева может иметь эффективность от 100% (изотермический) до 0% (тепловой

сегмент). Фактическое сжатие или расширение может быть описано политропными процессами.

$$P * V^n = k \quad (1)$$

где P - давление, V - объем, k - постоянная, а n - в пределах

$$1 \leq n \leq \frac{c_p}{c_v} \leq 2 \quad (2)$$

где c_v - удельная теплоемкость при постоянном объеме (рассчитывается в Дж / кгК),

c_p - удельная теплоемкость при постоянном давлении (Дж / кгК).

Технология Стирлинга не содержат высокоэффективного воздуха благодаря двигателям Стирлинга, содержащим водород или гелий. Однако водород вызывает много технических трудностей, таких как большие потери.

Обобщенная для всех машин Стирлинга принципиальная схема представлена на рисунке 4.3.

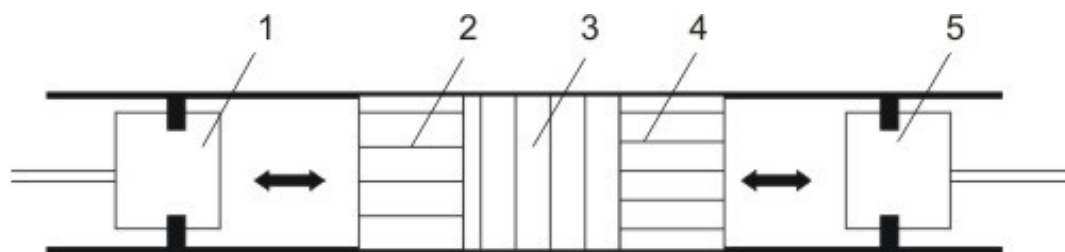


Рис.4.3. Принципиальная схема машины Стирлинга
 1 - рабочий поршень, 2 - холодильник, 3 - регенератор,
 4 - теплообменник нагрузки, 5 - поршень-вытеснитель

На основе Стирлинг-технологий было разработано несколько типов систем хранения нефтепродуктов. Технические решения предполагается применить на объектах нефтегазового комплекса.

В качестве примера технико-экономической эффективности применения криогенных машин Стирлинга использованы данные резервуарного парка нефтебазы «Ручьи» ПТК, г. Санкт-Петербург. (Приложение В).

Как видно из представленных данных, годовой экономический эффект от применения систем улавливания ЛФУ на основе криогенных машин Стирлинга составляет более 14 млн. руб., а срок окупаемости не превышает 2-х лет. Это свидетельствует о высокой экономической рентабельности разработанных систем хранения нефтепродуктов.

Применение установок улавливания ЛФУ на основе предлагаемых Стирлинг-технологий позволит:

- сохранить произведенные с большими затратами нефтепродукты, часть которых ранее терялась безвозвратно из-за отсутствия современных эффективных средств утилизации ЛФУ;
- получить дополнительную прибыль от реализации сохраненной части продукции;
- улучшить экологическую обстановку и условия труда обслуживающего персонала не только на нефтебазах, но и в расположенных рядом жилых массивах;

- уменьшить пожароопасность нефтебаз, повысить срок службы резервуаров и качество отпускаемых потребителям нефтепродуктов.

В заключении, говоря о проблемах создания машин Стирлинга, необходимо сделать два вывода:

- высокая наукоемкость данной области техники является основным сдерживающим фактором широкого распространения машин, работающих по циклу Стирлинга;

- успех в создании конкурентоспособных на мировом рынке машин Стирлинга может быть достигнут только как результат синтеза высокого уровня научных исследований, тщательной конструктивной проработки основных узлов машин Стирлинга и передовой технологии производства.

Необходимо отметить, что создание высокоэффективных машин Стирлинга может быть только результатом высокого уровня научных исследований. Без точного математического моделирования доводка проектируемых машин превращается в многолетние экспериментальные исследования.

Применение экологически чистых и высокоэффективных машин, работающих по прямому и обратному циклам Стирлинга, в системах автономного энергоснабжения является наиболее перспективным направлением в решении проблем экономии топливных ресурсов и снижения загрязнения окружающей среды.

5. Безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды

Промышленная безопасность на нефтебазе

Опасность нефтебаз резко возрастает при аварийных утечках без признаков разрушения и повреждения, при частичном повреждении резервуаров, трубопроводов, оборудования и устройств, в результате полного разрушения резервуара.

При возникновении аварий или аварийных утечек нефти эксплуатационный персонал, соответствующих перекачивающих, наливных станций, нефтебаз и структурных подразделений предприятий должен действовать в соответствии с планом ликвидации возможных аварий и аварийных утечек, разработанным заранее для каждой конкретной нефтебазы.

Планом должны определяться обязанности и порядок действия ответственных должностных лиц и персонала станций, нефтебаз, структурных подразделений предприятий магистральных нефтепроводов, позволяющие более оперативно и организованно принять экстренные меры по предотвращению развития аварий, уменьшению истечения и разлива нефти, обеспечению безопасности станций, нефтебаз, соседних объектов и жилых поселков, защите окружающей среды, а также проведению ремонтных работ для обеспечения дальнейшей эксплуатации нефтебазы.

При проектировании систем пожаротушения и охлаждения для зданий и сооружений складов нефти и

нефтепродуктов следует учитывать требования СНиП 2.04.01-85 к устройству сетей противопожарного водопровода и сооружений на них, если они не установлены настоящими нормами.

Декларация безопасности опасного производственного объекта является документом, отражающим характер и масштабы опасностей на промышленном объекте, а также мероприятия по обеспечению промышленной безопасности готовности к действиям при чрезвычайных ситуациях.

Декларирование безопасности промышленных объектов осуществляется в целях обеспечения безопасной эксплуатации опасных производств и предупреждения аварий на них.

Основные причины возникновения аварий и инцидентов на анализируемых взрывоопасных производственных объектах (Приложение Г).

Как видно из данных таблицы 5.1 основными причинами аварий и инцидентов на нефтебазах, АЗС являются нарушения правил промышленной безопасности при эксплуатации технологического оборудования и не соблюдение требований электростатической безопасности.

Пожары и взрывы на АЗС являются следствием аварийных ситуаций и инцидентов. Причины аварий и инцидентов на АЗС (Приложение Д).

Расчетная часть

В качестве примера была взята авария в 2002 году на ПАО «НК Роснефть – Кубань нефтепродукт».

29 ноября 2002 года на ОАО "НК Роснефть-Кубань нефтепродукт" Краснодарский край, г. Курганинск. Произошёл пожар в резервуарном парке нефтебазы в резервуаре объёмом 700 м³, в котором находился 1 м³ дизельного топлива.

Уровень нефтепродукта в резервуаре составлял 228 см.

С 8-00 до 12-00 из резервуара было откачено 36 348 кг нефтепродукта на эстакаду налива автоцистерн. Одновременно с отпуском дизельного топлива из резервуаров отпускали бензин АИ-92 и А76. Слив из железнодорожных цистерн не производился. Нарушений технологического процесса не было. Ремонтные и огневые работы на территории парка не проводились. Старший оператор, находившийся на эстакаде налива автоцистерн (на расстоянии 10 м от обвалования резервуарного парка) услышал хлопок, увидел дым и огонь в районе резервуаров. Высота пламени достигла 8-10 м. Один из резервуаров находился в огне. Через некоторое время он лопнул и начал деформироваться. Прибывшие пожарные приступили к его тушению. В результате действия огня разрушена крыша резервуара, его стенки по сварным швам оторваны от днища. Частично разрушились и деформировались конструкции и ограждения соседнего резервуара. В радиусе 25 м от горения разлившегося продукта выгорела трава.

При детальном осмотре резервуара было установлено, что фланцевое соединение сифонного крана

разгерметизировано (отсутствуют три болта из четырёх). Рядом с сифонным краном обнаружены два рожковых ключа, а также снятые болты с гайками и шайбами. Задвижка отпускового трубопровода резервуара открыта.

По мнению комиссии, расследовавшей аварию, причинами пожара явились преднамеренная разгерметизация фланцевого соединения сифонного крана и последующий поджог разлитого дизельного топлива.

Причины аварии:

- отсутствие специального ограждения по периметру нефтебазы;

- плохая оснащённость современными средствами контроля несанкционированного проникновения на территорию;

- низкий уровень подготовки персонала.

Для снижения и обеспечение безопасной эксплуатации проекта в соответствии со ст. 1 и 5 Федерального закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» проектом предусматривается система обеспечения пожарной безопасности проектируемого объекта, содержащая комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения допустимого пожарного риска, установленного настоящим ФЗ.

В состав комплекса мероприятий системы обеспечения пожарной безопасности включены:

- система предотвращения пожара,
- система противопожарной защиты,

- комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Система предотвращения пожаров. Система предотвращения пожаров создается с целью исключения условий возникновения пожаров, которое достигается исключением условий образования горючей среды и внесения источника зажигания.

В составе системы предотвращения пожаров проектом предусматривается:

- использование наиболее безопасных способов размещения горючих веществ (закрытая технологическая система по приему и отпуску нефтепродуктов)

- изоляция горючей среды от источников зажигания (подземное расположение резервуаров хранения нефтепродуктов)

- механизация и автоматизация технологического процесса приема и выдачи нефтепродуктов

- применение электрооборудования, соответствующего классу взрывоопасной зоны и группе взрывоопасной смеси

- применение быстродействующих средств прекращения сливо-наливных операций нефтепродуктов (автоматическое прекращение слива топлива при достижении 95% заполнения камер резервуаров, при разгерметизации резервуаров, при возникновении пожара и при превышении допустимой концентрации паров бензина)

- применение быстродействующих средств защитного отключения электроустановок

- применение оборудования, исключающего образование статического электричества
- устройство молниезащиты зданий и сооружений
- применение устройств, исключающих возможность распространения пламени внутри технологической системы (огнепреградители).

Система противопожарной защиты. Целью системы является защита людей и имущества от воздействия факторов пожара или ограничения его последствий. Функционирование данной системы обеспечивается:

- применением объемно-планировочных решений при проектировании здания нефтебазы, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага (кладовые выделены противопожарными перегородками с противопожарными дверями)
- устройством эвакуационных путей, удовлетворяющих требованиям безопасной эвакуации людей при пожаре
- устройством систем обнаружения пожара (запроектирована система пожарной сигнализации, оповещения и управление эвакуацией людей при пожаре)
- устройством аварийного слива пожароопасных жидкостей (подземного резервуара для аварийного слива нефтепродуктов на площадке слива-налива)
- устройством системы контроля за концентрацией паров топлива в технологических колодцах резервуаров;
- применением основных строительных конструкций зданий с пределами огнестойкости и классами пожарной

опасности, соответствующими требуемым степени огнестойкости и классу конструктивной пожарной опасности здания;

- применением средств, ограничивающих растекание жидкостей при пожаре (площадка слива-налива корытообразная, монолитная с ж/бетонными ограждающими стенками высотой 150мм, с приямком для стока пролитого топлива, соединенным с резервуаром для аварийного слива)

- применением первичных средств пожаротушения (огнетушители).

- наличием 2 проектируемых противопожарных резервуаров общим объемом 150м³.

В соответствии с СП 3.13130-2009 нефтебаза должна быть оснащена СОУЭ 2 типа – звуковой способ оповещения.

В соответствии с требованиями Постановлением Правительства «О противопожарном режиме» (с изменениями на 7 марта 2019 года) помещения проектируемых зданий оснащаются первичными средствами пожаротушения (огнетушителями). Огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м.

Комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Организационно-технические мероприятия разрабатываются в соответствии с Постановлением Правительства «О противопожарном режиме» с целью поддержания противопожарного режима.

При эксплуатации эвакуационных путей и выходов должно быть обеспечено соблюдение проектных решений и требований нормативных документов по пожарной опасности. Двери на путях эвакуации должны открываться свободно и по направлению выхода из здания, за исключением дверей, открывание которых не нормируется требованиями нормативных документов по пожарной опасности.

В соответствии с Нормами пожарной безопасности «Обучение мерам пожарной безопасности работников организаций», утвержденными приказом МЧС РФ № 645 от 12 декабря 2007 года (ред. от 22.06.2010г.), администрация организации обязана организовать обучение работающих в области пожарной безопасности.

Контроль за организацией обучения мерам пожарной безопасности работников организации осуществляют органы государственного пожарного надзора.

Основными видами обучения работников организаций мерам пожарной безопасности являются противопожарный инструктаж и изучение минимума пожарно-технических знаний (пожарно-технический минимум).

Противопожарный инструктаж проводится с целью доведения до работников организаций основных требований пожарной безопасности, средств противопожарной защиты, а также их действий в случае возникновения пожара.

Руководители, специалисты и работники организаций, ответственные за пожарную безопасность, обучаются

пожарно-техническому минимуму в объеме знаний требований нормативных правовых актов, регламентирующих пожарную безопасность, в части противопожарного режима, пожарной опасности технологического процесса и производства организации, а также приемов и действий при возникновении пожара в организации, позволяющих выработать практические навыки по предупреждению пожара, спасению жизни, здоровья людей и имущества при пожаре.

Это далеко не полный перечень возможных аварий и инцидентов. Пути развития указанных аварий многообразны. Но главная опасность – это образование взрывоопасной паровоздушной смеси и попадание источника зажигания.

Поэтому главным направлением обеспечения пожарной безопасности должны быть взрывобезопасная технология, установка передовой системы автоматического пожаротушения, применения резервуаров с двойными стенками, размещение резервуаров в герметичных саркофагах, предотвращающих розлив нефтепродукта на случай разгерметизации и соблюдение требований промышленной безопасности, а именно правил, норм и инструкций. А также, декларирование опасных производственных объектов (нефтебаз), способствует обеспечению безопасной эксплуатации, а также предупреждению и снижению аварий на них. А также необходимо проводить противопожарный инструктаж сотрудникам перед допуском их на место работы.

6. Экономическая часть

В данной главе рассмотрено технико-экономическое обоснование разработки и строительства нефтебазы оптовой и розничной реализации нефтепродуктов в г. Дальнереченск.

Главной задачей при составлении технико-экономического обоснования является оценка затрат на инвестиционный проект и его результатов, анализ срока окупаемости проекта.

Исходные данные для расчёта технико-экономической рентабельности проекта (Приложение Е).

Эксплуатационные затраты $Z_{\text{эксп}}$ — это денежная оценка стоимости материальных, трудовых, финансовых и других видов ресурсов на производство и реализацию продукции за определённый период времени.

При формировании расходов должна быть обеспечена их группировка по следующим элементам, которая является единой и обязательной для организаций всех отраслей:

$$Z_{\text{эксп}} = Z_{\text{мат}} + Z_{\text{опл}} + Z_{\text{отч}} + Z_{\text{ам}} + Z_{\text{пр}}, \quad (6.1)$$

$$Z_{\text{эксп}} = 3088,375 + 11760 + 3575,04 + 1500,58 + 7969,598 = 27893,593 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}}$$

Где, $Z_{\text{мат}}$ - материальные затраты, руб.;

$Z_{\text{опл}}$ - затраты на оплату труда, руб.;

$Z_{\text{отч}}$ - отчисления на социальные нужды, руб.;

$Z_{\text{а}}$ - амортизация основных производственных фондов, руб.;

$Z_{пр}$ - прочие затраты (затраты на связь, телефонные и др.).

Материальные затраты.

Затраты на электроэнергию.

Годовые затраты на дополнительное потребление электроэнергии $Z_{эл}$ составят:

$$Z_{эл} = 12 \cdot \Delta_{год} \cdot \Gamma_{эл} \quad (6.2)$$

$$Z_{эл} = 12 \cdot 70000 \cdot 3,5 = 2940 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}}$$

$\Delta_{год}$ - суммарное дополнительное потребление электроэнергии нефтебазы, кВт·ч/мес.

$\Gamma_{эл}$ - тариф за потребляемую электроэнергию, руб./кВт·ч.

Затраты на водопотребление.

Дополнительные затраты на водоснабжение $Z_{вод}$ составят:

$$Z_{вод} = G \cdot Q \cdot \Gamma_{вод} \quad (6.3)$$

$$Z_{вод} = 80 \cdot 81,525 \cdot 22,75 = 148,375 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}}$$

где G - грузооборот нефтебазы, тыс.т;

Q- среднегодовой расход воды, м³ на 1000 т грузооборота;

$\Gamma_{вод}$ - стоимость воды, потребляемой из системы городского водоснабжения, руб./м³.

Ввиду отсутствия данных другие виды материальных затрат не учитываем:

$$Z_{мат} = Z_{эл} + Z_{вод} \quad (6.4)$$

$$Z_{\text{mat}} = 2940 + 148,375 = 3088,375 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Таблица 6.4 - Затраты на оплату труда.

Наименование	Количество	Зар.плата руб./мес.
АЗС		
Старший оператор	1	35000
Оператор	3	35000
Слесарь по ремонт оборудования	1	35000
Нефтебаза		
Старший мастер	1	35000
Продолжение таблицы 4		
Оператор	3	35000
Сливщик наливщик	4	35000
Продолжение таблицы 6.4		
Слесарь по ремонт оборудования	1	35000

С учётом того, что персонал нефтебазы работает в две смены, годовые затраты на оплату труда составят:

$$Z_{\text{опл}} = 2 * \Sigma Z_{\text{пп}} * 12 \quad (6.$$

5)

$$\Sigma Z_{\text{пп}} = 35000 * 14 = 490000 \text{ руб./мес.}$$

$$Z_{\text{опл}} = 2 * 490 * 12 = 11760 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Отчисления на социальные нужды.

$$Z_{\text{отч}} = Z_{\text{опл}} * \Sigma C_{\text{отч}} \quad (6.$$

6)

$$Z_{\text{отч}} = 11760 * 0,304 = 3575,04 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

На 1.01.2017 г. утверждены следующие ставки во внебюджетные фонды:

Пенсионный фонд – 22%

Фонд социального страхования – 2,9%

Фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%

Также производится начисление платежей в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производство и профзаболеваний. Для нефтебаз размер ставки составляет 0,4%.

Амортизация основных средств. Определяем амортизационные отчисления $Z_{ам}$ всех основных средств линейным способом по формуле

$$Z_{ам} = Z_{кап} / T \quad (6.7)$$

где $Z_{кап}$ — первоначальная стоимость основных средств, руб.;

T — срок эксплуатации, лет.

Так как срок службы различного оборудования неодинаков, считаем средний срок эксплуатации по формуле:

$$T = \frac{\sum n_i \cdot C_i}{\sum n_i \cdot \frac{C_i}{T_i}} \quad (6.8)$$

$$T = \frac{8707,15}{771,2} = 11,29$$

где n_i — количество объектов;

C_i — стоимость одного объекта, руб.;

T_i — срок эксплуатации конкретного объекта, лет.

Тогда амортизационные отчисления:

$$Z_{ам} = \frac{16941,61}{11,29} = 1500,58 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие затраты. Прочие затраты $Z_{пр}$ включают в себя затраты, не поддающиеся прямому расчёту, и

принимаются равными 40% от суммы затрат, рассчитанных в первых четырёх пунктах.

$$Z_{np} = 0,40 \cdot (Z_{mat} + Z_{am} + Z_{отч} + Z_{опл}) \quad (6.9)$$

$$Z_{np} = 0,40 \cdot (3088,375 + 1500,58 + 3575,04 + 11760) = 7969,598 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}}$$

Доходы нефтебазы. Главная статья доходов нефтебазы — доход от реализации нефтепродуктов потребителям.

$$D = \sum \Delta G_i \cdot (C_{проді} - C_{покі}) \quad (6.10)$$

где ΔG_i — годового грузооборота i -того вида нефтепродуктов, т/год;

$C_{проді}, C_{покі}$ — цена продажи и цена покупки 1 т i -того вида нефтепродукта, руб./т.

Результаты расчета годового дохода нефтебазы рекомендуется оформить в виде таблицы 6.5:

Таблицы 6.5 - Расчет годового дохода нефтебазы.

Вид нефтепродукта	Изменение годового грузооборота, т/год	Цена покупки, тыс.руб./т	Цена продажи, тыс.руб./т	Доход от реализации нефтепродуктов, тыс.руб./год
Аи - 92	13280	44,0	44,7	9296
Аи - 95	19920	52,3	53,0	13944
Аи - 98	6800	33,5	34,3	5440
ДТ	33200	48,6	49,3	23240
ДТэ	6800	49,2	50,0	5440

Итого:	80000	57360
Итого без НДС:		45888

Прибыль нефтебазы до налогообложения Π составит:

$$\Pi = D_{\text{ндс}} - Z_{\text{эксп}} \quad (6.1)$$

$$\Pi = 45888 - 27893,593 = 17994,407 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Значение чистой прибыли, остающейся в распоряжении предприятия $\Pi_{\text{чист}}$, получается путем вычета из прибыли налога на прибыль 20%.

$$\Pi_{\text{чист}} = 17994,407 - 20\% = 14395,5256 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Тогда срок окупаемости данного проекта будет равен:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_n}{\Pi_{\text{чист}}} \quad (6.1)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{16941,61}{14395,5256} = 1,18 \text{ года}$$

Таким образом, срок окупаемости данного проекта составляет 1 год и 2 месяца.

Заключение

В связи с быстрым развитием рынка реализации нефтепродуктов в XXI веке требуется непрерывное обеспечение розничных и оптовых потребителей. Этим самым в данной выпускной квалификационной рассматривается разработка нефтебаза оптовой и розничной реализации нефтепродуктов, который выступает в роли мини-терминала.

В ходе выпускной квалификационной работы были проработаны все основные вопросы, связанные с проектированием нефтебазы:

1. Выбрано оптимальное и свободное место на территории входящей в г. Дальнереченск, удовлетворяющее всем нормам для строительства;

2. Найдены основные технологические решения по строительству и оборудованию;

3. Были учтены все опасные факторы и приняты необходимые меры по обеспечению охраны труда и пожарной безопасности;

4. Разработаны и предложены мероприятия по охране окружающей среды, которые в обязательном порядке необходимо выполнять при эксплуатации нефтебазы, в соответствии с природоохранным законодательством и действующими нормативными документами;

5. Рассчитана и обоснована экономическая целесообразность проекта и его рентабельность.

Выпускная квалификационная работа разработана в соответствии с выданным заданием, с использованием нормативной литературы. Данная работа имеет практическую значимость и может быть реализована на практике.

Список литературы

1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ (принят Гос. Думой 21 июля 1997.: в действующей редакции 29 июля 2018.) - Изд.: Собрание законодательства Российской Федерации, N 30, 28.07.97, ст.3588.

2. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (принят Гос. Думой 22 июля 2008.: в действующей редакции 29 июля 2017.) - Изд.: Собрание законодательства Российской Федерации, N 30, 28.07.2008, (ч.1), ст.3579.

3. О противопожарном режиме: Постановлением Правительства (принят Правительством РФ 25 апреля 2012.: в действующей редакции 07 марта 2019.) - Изд.: Собрание законодательства Российской Федерации, N 19, 07.05.2012, ст.2415.

4. Об утверждении норм пожарной безопасности "обучение мерам пожарной безопасности работников организаций": приказ МЧС РФ № 645 от 12.12 2007. Зарегистрировано в Минюсте РФ 21 января 2008 г. N 10938 (ред. от 22.06.2010г.)

5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (изм. И доп. 01.01.2017)/Утверждены Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101. - Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, N 24, 17.06.2013г. (ред. от 12.01.2015г.)

6. ППБО - 85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности/ Миннефтепром СССР. - Миннефтепром СССР. Уфа, 1985г. (актуализация. 12.02.2016г.)

7. ГОСТ 17032-2010. Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия. - Введ. 19 апреля 2011, - М.: «Стандартинформ», 2011. (Актуализация 01 января 2012г.)

8. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. (с Изменениями N 1-5). - Введ. 07 августа 1984, - Нефть и нефтепродукты. Масла. Технические условия. Сборник ГОСТов. - М.: Стандартинформ, 2011 год . (Актуализация 01 июня 2011г.)

9. ГОСТ 8732-78. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. - Введ. 01.01.1979. М.: «Стандартинформ». - 2004. - 3 - 6 с.

10. ГОСТ Р 51858-2002(с изменениями от 2.07.2013). Нефть. Общие технические условия. - Введ. 01.07.2002 М.: «Стандартинформ». - 2006 . - 15 с.

11. ГОСТ Р 53324-2009. Ограждение резервуаров. Требования пожарной безопасности. - Введ. 18.02.2009. - М.: Изд. «Стандартинформ», 2009. (Актуализация. 01.01.2018)

12. ГОСТ 12.1.044-89. Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. - Введ. 01.01.1991. - М.: Изд. «ИПК

Издательство стандартов», 2001. (Актуализация. 01.10.2008)

13. ГОСТ Р 51858-2002(с изменениями от 2.07.2013). Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002 М.: «Стандартинформ». – 2006. – 15 с.

14. ГОСТ 27772-88. (с изменениями от 22.09.2015). Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия. – Введ. 01.01.1989. – М.: «Стандартинформ». – 12 с.

15. ГОСТ 12.1.007-76 (с изменениями от 9.05.2015). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1977. – М.: «Стандартинформ». – 2007. – 7 с.

16. СанПиН 2.2.1/2.1.1.-14 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». Постановление главного санитарного врача РФ от 2014. – Введ. 2014. – М.: ИПК Издательство стандартов. – 2014. – 3-35 с.

17. СНиП 3.05.05-84 (с изменениями от 01.01.2018). Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. – Введ. 01.01.1985.-М.: Госстрой России, ГУП ЦПП. – 1995. – 40-43 с.

18. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы/ Госстрой России. – М.: ФГПУ ЦПП, 2007. – 20 с. (актуализация 01 июля 1993г.)

19. СНиП 2.04.01-85*. Внутренний водопровод и канализация зданий/ Госстрой СССР. - М.: ГУП ЦПП, 2003. (актуализация 01 января 2003г.)

20. СП 3.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности/ МЧС России. - М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. (актуализация. 01 мая 2009г.)

21. СП 155.13130.2014. Свод правил склады нефти и нефтепродуктов требования пожарной безопасности. - Введ.26.12.2013. -М.: МЧС России. - 2014. - 53 с.

22. СН 550-82(с изменениями от 22.09.2015) Инструкция по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб. - Введ. 01.01.1983. - М.: Стройиздат. - 2015. - 67 с.

23. СП 3.05.05.84(с изменениями от 22.09.2015) - Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. - Введ. 01.01.1985. - М.: Госстрой России, ГУП ЦПП. - 1995. - 55 с.

24. СП 131.13330-2012. Строительная климатология/ Минрегион России 30 июня 2012, - М.: Минстрой России 2015 год. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99 (с Изменениями N 1, 2), (Актуализация 13 декабря 2017г).

25. СП 14.13330.2018. Строительство в сейсмических районах/ Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ 24 мая 2018, - М.: Стандартиформ, 2018 год. Актуализированная редакция СНиП II-7-81. (Актуализация. 25 ноября 2018г.)

26. СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия/Минрегион России 27 декабря 2010, - М.: Минрегион России, 2011г. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (Актуализация 05 июля 2018г.)

27. Абыев И. Р. Нефтебазы, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2019 - 89с.

28. Басовский, Л.Е. Басовская Е.Н. Экономическая оценка инвестиций, - М.: ИНФРА-М, 2012 - 241с.

29. Варнаков В. В., Вавилова А. В., Яшин Д. Н. Оценка пожарного риска при эксплуатации нефтебаз, - Ульяновский институт гражданской авиации имени главного маршала авиации Б. П. Бугаева, 2018 - 808с.

30. Волков, О. И. Скляренко В. К. Экономика предприятия: учебное пособие для вузов по экономическим направлениям и специальностям, - М.: ИНФРА-М, 2013 - 264с.

31. Гарнов, А. П. Краснобаева О. В. Инвестиционное проектирование, - М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015 - 254с.

32. Голов, Р. С. Инвестиционное проектирование, - М.: Дашков и К, 2012 - 368с.

33. Горфинкель, В. Я., Попадюк Т. Г., Чернышёва В. Я. Экономика фирмы (организации, предприятия), - М.: Вузовский учебник: НИЦ ИНФРА-М, 2014 - 296с.

34. Грознов Г. А., Строительство нефтебаз и автозаправочных станции. - М. : «Недра». - 2013 . - 303 с.

35. Душанбаев Т.А. Двигатель Стирлинга в реализации актуальных проблем, Уфимский

государственный нефтяной технический университет, 2018 - 853с.

36. Кириллов Н. Г. Машины Стирлинга - технологии XXI века, ООО «Инновационно-исследовательский центр "Стирлинг-технологии"», 2015 - 47с.

37. Кириллов Н. Г. Область применения машин Стирлинга - системы автономного энергоснабжения, ООО «Инновационно-исследовательский центр "Стирлинг-технологии"», ВКА им. А. Ф. Можайского, г. Санкт-Петербург, 2015 - 3с.

38. Кириллов Н. Г. Эффективность применения Стирлинг-технологий при хранении нефти и нефтепродуктов, Военно-космическая академия им. А. Ф. Можайского, 2014 - 96с.

39. Костин Д. М, Севастьянов Б. В., Шадрин Р. О. Соотношение опасных условий и опасных действий персонала как причин возникновения пожаров на складах нефтепродуктов, - ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, 2018 - 180с.

40. Стукалов И.М. Улавливание легких фракций углеводородов с помощью низкотемпературных машин Стирлинга, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, 2014 - 282с.

41. Юнак Ю. И., Хачкинаян А. Е. Нефтебазы и автозаправочные станции, Ростовский государственный университет путей сообщения, 2015 - 262с.

42. Нефтебазы и нефтяные терминалы: от современного проектирования до эффективной

эксплуатации. //Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности (Москва). – 2015. №1. – С. 70.

43. URL: <https://tochka-na-karte.ru/Goroda-i-Gosudarstva/2087-Dalnerechensk.html> (дата обращения 20.05.2019).

44. URL: <https://ru.climate-data.org> (дата обращения 20.05.2019).

45. URL: <http://luanvan.net.vn/luan-van/nghien-cuu-dong-co-stirling-dung-nang-luong-mat-troi-a-research-on-stirling-engines-using-solar-energy-21266/> (дата обращения 23.05.2019).

46. URL: <http://doc.edu.vn/tai-lieu/nghien-cuu-dong-co-stirling-dung-nang-luong-mat-troi-48265/> (дата обращения 23.05.2019).

47. URL: <http://webavtocar.ru/dvigatel-stirlinga-princip-raboty-i-ustrojstvo.html> (дата обращения 23.05.2019).

48. URL: <https://www.academia.edu> (дата обращения 23.05.2019).

49. URL: <https://robocon.com.vn/chu-de/dong-co-stirling> (дата обращения 23.05.2019).

50. URL: <http://lib.hcmup.edu.vn> (дата обращения 23.05.2019).

51. URL: <https://toc.123doc.org/document/251340-chuong-2-tong-quan-ve-dong-co-stirling.htm> (дата обращения 23.05.2019).

52. URL: <https://www.gsmoptom.ru/toplivo/dizelnoe-toplivo-optom/> (дата обращения: 04.06.2019).

Приложение А

В таблице 1.3 - Основные климатические показатели города. (СП 131.13330.2012).

Климатические характеристики	Значение
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С.	-29
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С.	-33
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-42
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	10,4
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха	214
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	73
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %	64
Количество осадков за ноябрь - март, мм	82
Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль	3
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	2,9
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С	3

Приложение Б

Таблица 2.1 - Минимальные расстояния от терминала до объектов к ней не относящихся.

Наименование объектов, до которых определяется расстояние	Расстояние, м
Производственные, складские и административно-бытовые здания и сооружения промышленных предприятий	40
Лесные массивы хвойных и смешанных пород	50
Лесные массивы лиственных пород	25
Жилые и общественные здания	60
Места массового пребывания людей	60
Автомобильные дороги общей сети I, II и III категории	25
Автомобильные дороги общей сети IV и V категории	20

Приложение В

Таблица 4.1 - Результаты технико-экономической эффективности.

Общая стоимость проекта	26,0
Эксплуатационные расходы	4,12
Стоимость сэкономленных нефтепродуктов	18,08
Стоимость предотвращенных годовых штрафных санкций за выбросы ЛФУ в окружающую среду	0,832
Годовой экономический эффект	14,76
Срок окупаемости системы улавливания ЛФУ с учетом штрафных санкций за экологический ущерб	1 год 5 мес

Приложение Г

Таблица 5.1 - Основные опасные причины возникновения аварий на нефтебазах и АЗС.

№	Наименование аварий, инцидентов	Распределение аварий, инцидентов, %
Нефтебаза		
1	Выброс бензина из открытой площадке в результате перелива резервуара	3,6
2	Нарушение технической эксплуатации технологической линии подачи топлива	2,6
3	Взрыв паров нефтепродуктов во время откачки «мёртвого остатка» из резервуара	7,0
4	Взрыв паров ГСМ (горючесмазочные материалы) при чистке резервуаров от искры механизма	11,0
5	Разгерметизация корпуса резервуара	6,0
Автозаправочные станции		
1	Образование взрывоопасных концентраций бензино-воздушный смесей: - в подземных резервуарах бензина из автоцистерн; - при сливе в подземные резервуары бензина из автоцистерн; - при заправке топливных баков автомобилей.	1,2 3,8 12,5
Продолжение таблицы 5.1		
2	Утечка и разлив бензина в результате: - переполнения подземного	13,2

	резервуара при сливе бензина из автоцистерн;	9,6
	- разъединения соединённых трубопроводов «резервуар - автоцистерна»;	4,2
	- переполнения топливного бака заправляющегося автомобиля;	0
	- несвоевременного извлечения раздаточного пистолета из топливного бака;	
	- повреждения топливораздаточной колонки вследствие наезда автомобиля;	5,5
	- опрокидывания наполняемой бензином канистры.	0,5
3	Возможность неконтролируемой утечки нефтепродукта из подземных резервуаров с последующим неконтролируемым его появлением в селитебной зоне в результате:	1,7
	- коррозионного износа оборудования;	1,3
	- циклических нагрузок от механического воздействия при заправке автотранспорта.	

Приложение Д

Таблица 5.2 - Причины аварий и инцидентов на АЗС.

№	Причины возникновения пожаров и загораний	Количество пожаров, %
1	От автомобилей в том числе: - искры из выхлопной трубы; - нагретые части автомобиля; - электрооборудование; - заправка с работающим двигателем.	25,1 8,8 7,4 5,9 3,0
2	Электрооборудование операторной, освещение территории	22,0
3	Несоблюдение требований промышленной безопасности	17,6
4	Проливы топлива	13,2
5	Неисправности электрооборудования топливораздаточных колонок	10,3
6	Статическое электричество	5,9
7	Поджоги	4,4
8	Курение	1,5

Приложение Е

Таблицы 6.1 - Исходные данные для расчётов.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измер.	Обозначен.	Номер варианта индивидуального задания
1.	Объем грузооборота нефтебазы	тыс.т/год	G	80
2.	Потребление электроэнергии	тыс. кВт*час/мес.	Э _{год}	70
3.	Тариф на электроэнергию	руб./кВт*час	T _{эл}	3,5
4.	Среднегодовой расход воды	м ³ /1000 т грузооборота	Q	81,525
5.	Тариф на воду	руб./м ³	T _{вод}	22,75
6.	Ставка для расчета прочих затрат	%	n	40
7.	Доля объема бензина Аи-92 в грузообороте	%	.	16,6
8.	Доля объема бензина Аи-95 в грузообороте	%	.	24,9
9.	Доля объема бензина Аи-98 в грузообороте	%.	.	8,5
10.	Доля объема дизельного топлива в грузообороте	%	.	41,5
11.	Доля объема дизельного топлива экологически чистого в грузообороте	%	.	8,5

Таблица 6.2 - Расчет стоимости трубопроводов.

Диаметр труб, мм	Длина трубопровода, м	Цена, руб./м	Стоимость, тыс. руб.
75x8	2500	1583	3957
90x6	2000	7293 за 5,8	2515

		м.	
50x6	100	725	72,5
Продолжение таблицы 6.2			
108x4,5	1500	898	1364,96
57x3,5	1000	325	325
Сумма:			8234,46

Таблица 6.3 - Расчёт стоимости технологического оборудования.

Основное средство	Количество, шт	Срок службы, лет	Стоимость 1 шт, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
Погружной насос	11	5	30	330
АСВН-80	2	15	75	150
РГСД - 100	3	10	680	2720
РГСД - 100/2	4	10	720	2880
РГС - 10	1	15	115	115
Фильтр ФЖУ-150Па	12	10	51,7	620,4
Раздаточные колонка ТРК ПКД 122-Н	5	15	253,4	1267
Задвижки:				
КЭ DANFOSS	47	10	11	517
КР 21ч10нж/12нж	7	25	9,75	68,25
КД СМКД - 50	13	10	2,4	32,5
КО 16нж48нж	2	10	3,5	7
Сумма:				8707,15