

Федеральное государственное  
автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
НОЦ «Корпоративный нефтегазовый центр»

**КУРСОВАЯ РАБОТА**

по курсу: Проектирование производства и обеспечение безопасности на  
объектах нефтяной и газовой промышленности. Качество устройства  
объектов.

на тему: «Проектирование перевалочной нефтебазы в районе города  
Ростов-на-Дону с годовым грузооборотом 250 000 т.»

Преподаватель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

к.т.н., доцент А.В. Лысянников  
инициалы, фамилия

Студент \_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_   
инициалы, фамилия

**Красноярск 2016**

## Техническое задание

Проект перевалочной нефтебазы в районе города Ростов-на-Дону.  
Годовой грузооборот нефтебазы 250000 т. Ассортимент и количество нефтепродуктов: керосин – 25%, бензин АИ-93 – 75%. Доставка и отгрузка нефтепродуктов – с железнодорожного транспорта на железнодорожный (бензин – 100%) и автомобильный (керосин – 100%).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.					Лит.	Лист	Листов
Провер.		Лысянников А.В.				2	45
Реценз.					НОЦ КНЦ СФУ		
Н. Контр.							
Чтв.							
Проект перевалочной нефтебазы							

## СОДЕРЖАНИЕ

Техническое задание ..... 2 Введение..... 5 1 Общие сведения для проектирования нефтебазы..... 6 1.1 Природно-климатические условия..... 6 1.2 Геологическое строение площадки строительства..... 6 1.3 Основные характеристики склада ГСМ ..... 7 1.4 Основные проектные решения нефтебаз..... 8 1.4.1 Основные положения разработки генерального плана..... 8 1.4.2 Технологические и компоновочные решения для резервуарного парка ... 8 1.4.3 Компоновочные решения для железнодорожной и автомобильной эстакады ..... 10 1.4.4 Компоновочные решения для технологических трубопроводов..... 11 1.5 Инженерное оборудование сети и сооружений..... 11 1.5.1 Теплоснабжение ..... 12 1.5.2 Водоснабжение склада ГСМ..... 12 1.5.3 Канализация склада ГСМ..... 13 1.5.4 Электроснабжение нефтебазы и электроосвещение ..... 14 1.6 Связь и сигнализация..... 14 1.6.1 Пожарная сигнализация склада ГСМ ..... 14 1.7 Основные решения и показатели по генплану..... 15 1.7.1 Благоустройство ..... 15 1.7.2 Противопожарные мероприятия и пожаротушение..... 15 2 Определение исходных данных..... 16 2.1 Расчет температуры нефтепродукта ..... 16 2.2 Определение расчетной вязкости..... 17 2.3 Определение расчетной плотности ..... 18 2.4 Определение давления насыщенных паров ..... 19 3 Выбор оптимальных типоразмеров резервуаров ..... 19 4 Компоновка резервуарного парка ..... 22 5 Расчет железнодорожных эстакад..... 24 6 Расчет автомобильной эстакады..... 28 7 Гидравлический расчет трубопроводов..... 30	2 5 6 6 6 7 8 8 8 8 10 11 11 12 12 13 14 14 14 14 15 15 15 16 16 17 18 19 19 22 24 28 30
--	--

Перв. примен.	
Справ. №	

Подпись и дата	
Име. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Име. № подл.	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Справ. №	Перв. примен.	8 Подбор насосно-силового оборудования ..... 36
							9 Механический расчет трубопровода..... 39
							Заключение ..... 41
							Список использованных источников ..... 42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
							КП-190600.62.07-081201964-ПЗ
							Лист
							4

## ВВЕДЕНИЕ

Задачей курсового проекта является проектирование перевалочной нефтебазы. Для этого необходимо учитывать район расположения нефтебазы, годовой грузооборот, ассортимент и количество нефтепродуктов, способ доставки и отгрузки нефтепродуктов.

Для осуществления поставленной задачи нужно произвести ряд расчётов, в результате которых можно составить генеральный план нефтебазы и технологическую схему.

Важнейшее условие, обеспечивающее нормальную работу нефтебазы – объем резервуарного парка, который должен обеспечить компенсацию неравномерности поступления и отпуска нефтепродуктов.

Резервуары – наиболее дорогие сооружения нефтебаз. Помимо крупных капиталовложений на их сооружение требуется большое количество металла, поэтому при проектировании нефтебаз необходимый объем резервуарного парка должен быть определен по возможности точно.

Перв. примен.	
Справ. №	

Подпись и дата	
Име. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Име. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	КП-190600.62.07-081201964-ПЗ	Лист
						5

Перв. примен.	<h1>1 Общие сведения для проектирования нефтебазы</h1> <h2>1.1 Природно-климатические условия</h2> <p>При строительстве промышленных объектов, в нашем случае, нефтебаз, требуется выполнять целый ряд требований, регламентируемых техническими условиями, рядом СНиП и ГОСТ.</p> <p>И прежде чем вплотную заняться проектом, необходимо изучить, какие особенности имеют воздух, вода, рельеф, растительность в районе нашего земельного участка.</p> <p>К числу наиболее важных атмосферных условий относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– температурный режим;</li> <li>– ветровой режим;</li> <li>– влажностный режим;</li> <li>– снеговой режим;</li> <li>– дождевой режим;</li> <li>– сезонные различия в погоде и др.</li> </ul> <p>Мурманская область, расположенная в основном на Кольском полуострове, относится к Атлантико-Арктической зоне умеренного климата. Она находится на границе между обширной материковой зоной и акваторией Баренцева моря, юго-западная часть которого не замерзает благодаря водам теплого течения Гольфстрим.</p> <p>Одним из основных климатообразующих факторов является солнечная энергия. Для Мурманской области, которая почти вся расположена за полярным кругом, характерны малые высоты солнца, явления полярного дня и полярной ночи, преобладание облачной погоды.</p> <p>Абсолютный минимум температуры воздуха на побережье Баренцева моря колеблется от <math>-27^{\circ}</math> на западе до <math>-35^{\circ}</math> на востоке, на побережье Белого моря от <math>-37^{\circ}</math> до <math>-40^{\circ}</math>, в центральных районах до <math>-50^{\circ}</math>. Летом температурный фон более однороден. Средняя температура самого теплого месяца (июль) изменяется от 9 до <math>12^{\circ}</math> на побережьях Кольского полуострова, до <math>12-15^{\circ}</math> – в центральных районах [2].</p>				Справ. №	
	<h2>1.2 Геологическое строение площадки строительства</h2> <p>Геологическое строение строительной площадки должно позволять строительство зданий без каких-либо искусственных оснований. Поэтому чем сложнее будет геологическое строение площадки, тем менее точным будет расчет.</p> <p>Площадку под строительство желательно выбирать с подветренной стороны от населенных пунктов и соседних сооружений, чтобы пары нефтепродуктов не относились на жилые постройки и объекты с открытым огнем. Для этого по данным метеорологической станции вычерчивается роза ветров, показывающая повторяемость ветров.</p>					
Подпись и дата	Подпись и дата	Изм. № дубл.	Изм. №	Изм. №	КП-190600.62.07-081201964-ПЗ	Лист 6
Изм. № подл.	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перв. примен.	<p>Речные нефтебазы следует располагать ниже по течению реки от ближайших поселений, промышленных предприятий и мостов. Делается это во избежание распространения огня при растекании горящего нефтепродукта.</p> <p>Участок должен удобно примыкать к транспортным магистралям.</p> <p>Участок должен обеспечивать удобный спуск ливневых и канализационных вод, не причиняя вреда местному населению.</p> <p>По геологическим условиям желательно, чтобы площадка была сложена из коренных пород. Территории заболоченные и заливаемые водами не пригодны для строительства нефтебаз.</p>					
	Справ. №	<p><b>1.3 Основные характеристики склада ГСМ</b></p> <p>Склад горюче-смазочных материалов (ГСМ) – это комплекс зданий и сооружений, предназначенных для приема, хранения, технологической переработки, контроля качества топлива, масла и спецжидкостей, а также подачи их на заправку ВС, спецавтотранспорта и топливных установок и машин [3].</p> <p>Различают перевалочные, при заводские и распределительные склады ГСМ.</p> <p>Перевалочные склады предназначены для перегрузки ГСМ с одного вида транспорта на другой или на тот же вид транспорта: из морских танкеров и барж в речные, из ж/д маршрутов в отдельные цистерны.</p> <p>При заводские склады ГСМ бывают: сырьевые (приём, хранение сырья, подлежащего переработке, подготовка его к переработке) и товарные (приём нефтепродуктов с установок, хранение нефтепродуктов и отгрузка). Как правило, сырьевые и товарные склады ГСМ объединяются в одно хозяйство, располагаемое на территории, общей с заводом, или в непосредственной близости от него.</p> <p>Распределительные склады нефтепродуктов снабжают непосредственно предприятия, а также отпускают нефтепродукты в мелкой таре. Формально они делятся на областные, районные, железнодорожные, водно-железнодорожные, водные, трубопроводные и глубинные.</p> <p>В целях организации четкого и бесперебойного проведения всех операций, а также из соображений противопожарной безопасности все объекты склада ГСМ распределены по зонам:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— зона железнодорожных операций включает сооружения для погрузки и разгрузки нефтепродуктов и нефтей. В этой зоне размещаются: железнодорожные подъездные пути, сливо-наливные эстакады, насосные для перекачки нефтепродуктов и т.д.</li> <li>— зона водных нефтегрузовых операций включает сооружения для погрузки и разгрузки нефтепродуктов, перевозимых водным транспортом.</li> <li>— зона хранения представлена следующими объектами: резервуарными парками, технологическими трубопроводами, насосными, операторными.</li> <li>— зона оперативная, в которой производится отпуск нефтепродуктов мелкими партиями в автоцистерны, контейнеры и бочки.</li> <li>— зона административно-хозяйственная.</li> </ul>				
Подпись и дата		Име. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Име. № подл.	<p>КП-190600.62.07-081201964-ПЗ</p>
	7					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

— зона очистных сооружений[3].

## 1.4 Основные проектные решения нефтебаз

### 1.4.1 Основные положения разработки генерального плана

Ген. план нефтебазы представляет собой определенное расположение различных объектов на территории, отведенной на строительство.

Генеральный план нефтебазы составляется с учетом всех местных условий: рельеф, геологические и гидрогеологические особенности местности, метеорологические условия.

### 1.4.2 Технологические и компоновочные решения для резервуарного парка

Ёмкость и число резервуаров в составе резервуарного парка определяют с учетом:

- коэффициента использования емкости резервуаров;
- однотипности по конструкции и единичной вместимости;
- грузоподъемности ж/д маршрутов, отдельных цистерн, наливных судов;
- обеспечении не менее 2-х резервуаров на каждую марку нефтепродукта.

Также требуется установка одного резервуара на каждую марку нефтепродукта дополнительно в случае не совмещения по времени операций приема и отгрузки, при коэффициенте среднегодовой оборачиваемости резервуара менее 3.

Предпочтение следует отдавать резервуарам больших объемов, т.к. с увеличением объема уменьшатся потери от испарений.

Нормы запаса каждой марки нефтепродукта, независимо от функционального назначения нефтебазы следует определять по графикам поступления и отгрузки, составленным за 2-3 года.

Каждый наземный резервуар, а также группа наземных резервуаров, должны быть ограждены замкнутым обвалованием шириной по верху не менее 0,5 м, рассчитанными на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

По периметру резервуара или каждой группы резервуаров необходимо предусматривать: замкнутое обвалование, рассчитанное на гидростатическое давление разлившейся жидкости с укреплением железобетонным покрытием; конструкцию железобетонного покрытия защитного обвалования.

Обвалование – система заградительных сооружений, или земляных валов для защиты территорий, подверженных потенциальному затоплению при изменении уровня поверхностных вод.

При недостатке площади в качестве обвалования необходимо предусматривать устройство ограждающей стены из монолитного железобетона. Для вновь строящихся резервуарных парков грунт, находящийся в пределах территории, ограниченной обвалованием резервуара, должен быть защищен от попадания нефти при случайных проливах и при не герметичности днища, путем устройства противотрационного экрана из полимерной пленки [3].

Перв. примен.	Справ. №	Подпись и дата	Име. № дубл.	Взам. име. №	Подпись и дата	Име. № подл.					Лист
							КП-190600.62.07-081201964-ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							



Минимальные расстояния от зданий и сооружений складов нефти и нефтепродуктов до других объектов следует принимать по таблице 1.

Таблица 1 – Минимальные расстояния от зданий и сооружений складов нефти и нефтепродуктов

Объекты	Минимальное расстояние, м, от зданий и сооружений складов категории				
	I	II	IIIа	IIIб	IIIв
1. Здания и сооружения соседних предприятий	100	40 (100)	40	40	30
2. Лесные массивы:					
хвойных и смешанных пород	100	50	50	50	50
лиственных пород	100	100	50	50	50
3. Склады: лесных материалов, торфа, волокнистых веществ, соломы, а так же участки открытого залегания торфа	100	100	50	50	50
4. Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки):					
на станциях	150	100	80	60	50
на разъездах и платформах	80	70	60	50	40
на перегонах	60	50	40	40	30
5. Автомобильные дороги общей сети (край проезжей части):					
I, II и III категории	75	50	45	45	45
IV и V категории	40	30	20	20	15
6. Жилые и общественные здания	200	100 (200)	100	100	100
7. Раздаточные колонки автозаправочных станций общего пользования	50	30	30	30	30
8. Гаражи и открытые стоянки автомобилей	100	40 (100)	40	40	40
9. Очистные канализационные сооружения и насосные станции не относящиеся к складу	100	100	40	40	40
10. Водозаправочные сооружения не относящиеся к складу	200	150	100	75	75
11. Аварийный амбар для резервуарного парка	60	40	40	40	40

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

КП-190600.62.07-081201964-ПЗ

### 1.4.3 Компонентные решения для железнодорожной и автомобильной эстакады

Эстакада – это надземное (надводное) мостовое сооружение из железобетона, стали, дерева, камня, предназначенное для пропуска транспорта, прокладки различных коммуникаций, погрузочно-разгрузочных работ. Эстакада состоит из ряда опор и пролетного строения.

Параметры железнодорожной и автомобильной эстакад определяются в зависимости от количества перевозимого на ней нефтепродукта. По этому основному показателю выбирают длину эстакады – из предложенных стандартных значений – а также количество устройств слива-налива; подбирают марку цистерны для нефтепродукта [3]. Расстояние от эстакад до различных объектов приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Минимальное расстояние, в м, от сливо-наливных эстакад

Объект, до которого нормируется расстояние	Минимальное расстояние, в м, от сливо-наливных эстакад
Легковоспламеняющиеся жидкости	
Резервуары наземные и подземные сырьевых и товарных парков легковоспламеняющихся и горючих жидкостей независимо от емкости парков (от оси обвалования):	
А) при объеме сливо-наливных операций на эстакаде сжиженных углеводородных газов до 500 м <sup>3</sup> включительно;	100
Б) при объеме сливо-наливных операций на эстакаде сжиженных углеводородных газов до 2000 м <sup>3</sup> включительно;	100
В) при объеме сливо-наливных операций на эстакаде сжиженных углеводородных газов свыше 2000 м <sup>3</sup> ;	20
Резервуары наземные сырьевые и товарных парков сжиженных углеводородных газов (до оси обвалования):	30
А) при общем объеме парка до 500м <sup>3</sup> включительно;	100
Б) при общем объеме парка до 2000м <sup>3</sup> включительно;	30
В) при общем объеме парка свыше 2000м <sup>3</sup> ;	60
Товарные и сырьевые насосные, обслуживающие сливо-наливные эстакады	25
Насосные пенотушения парка	20
Бытовые помещения, лаборатории, проходная парка	20
Сооружения с применением открытого огня	15
Пруды-отстойники, нефтеловушки	50
Пожарные резервуары парка	60
Пожарные извещатели	100
Ограждение	100
Пункты подготовки и ремонта неисправных цистерн	60
Эстакада для слива неисправных цистерн	20
Прожекторные мачты без распределительного щита	100

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Перв. примен.	
Справ. №	

#### 1.4.4 Компоновочные решения для технологических трубопроводов

Технологические трубопроводы должны обеспечивать прием в резервуары и откачку из них нефти, сброс в резервуары-сборники нефти от системы сглаживания волн давления, сброс нефти от предохранительных клапанов. При проектировании трубопроводов необходимо предусматривать мероприятия, исключающие попадание газовоздушных пробок из подводящих трубопроводов в резервуары типа РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном, и РВСПК-резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей.

Выбор диаметра трубопровода должен производиться на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности и вязкости транспортируемой нефти, а также оптимальных скоростей.

Расчет номинальной толщины стенок трубопроводов, выбор материалов производить в соответствии с действующей нормативно технической документацией.

Трубопровод сброса нефти от предохранительных клапанов вводить в резервуар через крышу и прикреплять к днищу резервуара. Расстояние в свету между стенкой и трубопроводом не менее 2 метров. Узел прохода трубопровода через крышу должен быть оснащен сальниковым уплотнением с гильзой из искробезопасного материала. Поступление нефти в резервуар при сбросе должно осуществляться под уровень продукта [4].

Расстояния до технологических трубопроводов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – расстояния от объектов до технологических трубопроводов

Наименование объектов	Расстояние до трубопроводов, м
От производственных, складских, вспомогательных и других зданий и сооружений, независимо от категорий пожарной опасности	5
От внутризаводских железнодорожных путей	5
От внутризаводских автомобильных дорог	1,5
От линий электропередач (воздушных)	1,5 высоты опоры
От открытых трансформаторных подстанций и распределительных устройств	10
От газгольдеров с горючими газами и резервуаров с ЛВЖ, ГЖ и СУГ	15
От любых колодцев подземных коммуникаций	вне габаритов эстакады

#### 1.5 Инженерное оборудование сети и сооружений

Инженерные сети и оборудование зданий и сооружений представляют собой сложный комплекс механизмов, аппаратов, устройств, систем и приборов, предназначенных для обеспечения электроэнергией, теплом, рабочим телом (водой, газом, паром) строящихся и находящихся в эксплуатации зданий и сооружений [5].

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

					КП-190600.62.07-081201964-ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Перв. примен.	<h3>1.5.1 Теплоснабжение</h3> <p>Теплоснабжение — это снабжение систем отопления здания горячей водой либо паром. Привычным источником теплоснабжения являются ТЭЦ и котельные.</p> <p>Существует два вида теплоснабжения зданий: централизованное и местное. При централизованном – снабжаются отдельные районы (промышленные или жилые). Местное теплоснабжение – снабжение теплом одного или несколько домов.</p> <p>Теплоснабжение, отопление и вентиляцию зданий и сооружений нефтебаз следует проектировать в соответствии с нормами по проектированию тепловых сетей, котельных установок, горячего водоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха и нормами настоящего раздела.</p> <p>Для нефтебаз следует предусматривать централизованное теплоснабжение (от тепловых сетей) или, при соответствующем обосновании, от собственной котельной. Для отопления следует применять горячую воду с температурой не более 150 °С.</p> <p>При наличии на нефтебазе технологических потребителей допускается только для производственных зданий и сооружений применение пара с температурой не более 130 °С [5].</p>				
	Справ. №				
Подпись и дата	<h3>1.5.2 Водоснабжение склада ГСМ</h3> <p>Системы водоснабжения на нефтебазах должны обеспечивать водой надлежащего качества и в необходимом количестве производственную, бытовую и противопожарную потребность предприятий.</p> <p>Водоснабжение нефтебазы должно осуществляться по различным системам водопроводов: хозяйственно-питьевого, производственного и противопожарного. Допускается объединение противопожарного водопровода с хозяйственно-питьевым или производственным.</p> <p>При водоснабжении нефтебазы из открытых водоемов вода, идущая на бытовые нужды, хлорируется и подвергается бактериологическому анализу в сроки, установленные органами санитарно-эпидемиологической службы.</p> <p>Введение хлорсодержащих реактивов в трубопроводы для обезвреживания воды следует предусматривать перед резервуаром чистой воды. Хозяйственно-питьевые водопроводы, питаемые от городского водопровода, не должны иметь непосредственного соединения с водопроводами от других источников водоснабжения.</p> <p>За состоянием водозаборных сооружений, водоочистных сеток, закрытых и открытых водоемов необходимо устанавливать систематический надзор, ежегодно в летнее время детально обследовать и очищать их от мусора и ила.</p> <p>Эксплуатация артезианских скважин (колодцев) осуществляется согласно инструкции по эксплуатации, которую обязана составить и приложить к исполнительной документации организация, соорудившая артезианскую скважину. Верх колодцев должен быть выше поверхности земли не менее, чем на 0,8 м.</p>				
	Ине. № дубл.				
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Ине. № подл.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	КП-190600.62.07-081201964-ПЗ Лист 12

Перв. примен.	<p>Водопроводные сети, как правило, должны быть кольцевыми, с расположением на них гидрантов на расстоянии не более 150 м друг от друга.</p> <p>Каждая насосная станция должна иметь телефонную связь с пожарной охраной нефтебазы [5].</p>			
	Справ. №	<p><b>1.5.3 Канализация склада ГСМ</b></p> <p>Канализация – это комплекс мероприятий и инженерных сооружений, кот предназначены для приема и удаления, а также очистки для очистки сточных вод до их спуска в водоём.</p> <p>Для отвода сточных вод на нефтебазе устанавливают следующие системы канализаций:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— производственно-дождевая (предназначена для отведения подтоварных, атмосферных, производственных, промывочных, охлаждающих вод при пожаре);</li> <li>— специальная (предназначена для сточных вод от резервуаров и технологических установок, связанных с хромированием и применением этилированных бензинов, а также сточных вод, содержащих тетраэтилсвинец);</li> <li>— бытовая (предназначена для бытовых сточных вод, в количестве не более 5 м<sup>3</sup>/сут, очищенные на местных очистных сооружениях. При отсутствии бытовой канализации допускается отводить в производственно-дождевую канализацию).</li> </ul> <p>Большая часть нефтепродуктов содержится в виде смеси переменного состава и в эмульгированном состоянии, поэтому требуется применение особенных методов очистки. Обычное отстаивание не позволит снизить концентрацию нефтепродуктов в сточных водах из-за присутствия эмульгаторов в нефтяных эмульсиях.</p> <p>Для очистки нефтепродуктов сточных вод на нефтебазе применяют механические, физико-механические, химические и биохимические методы очистки.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— механические – отстаивание и фильтрация сточных вод; для отделения грубодисперсных нефтяных частиц и механических примесей используют песколовки, нефтеловушки и т.д.</li> <li>— физико-механические – предназначен для извлечения из сточных вод эмульгаторов и частично растворенных в ней нефтепродуктов (плотация – процесс, заключающийся в создании комплекса частица-пузырек воздуха или газа, всплытии этого комплекса и его удалении; сорбция – процесс поглощения вещества твердым телом или жидкостью; коагуляция – процесс укрупнения дисперсных частиц в результате их взаимодействия, наиболее эффективна для удаления тонко-дисперсных частиц).</li> <li>— химические – процессы очистки с введение реагентов (наиболее распространено хлорирование – основано на окислительном и бактерицидном действии атомарного кислорода; озонирование – использование озона для окисления органических примесей, находящихся в сточной воде).</li> </ul>		
Подпись и дата		Изм. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
КП-190600.62.07-081201964-ПЗ				Лист
				13

Перв. примен.	<p>— биохимические – основаны на способности микроорганизмов потреблять нефть и нефтепродукты, содержащиеся в сточной воде для своей жизнедеятельности (осуществляется в аэротенках, воды отстаиваются с удалением взвешенных веществ, а затем проходят через биофильтры).</p>			
Справ. №	<p><b>1.5.4 Электроснабжение нефтебазы и электроосвещение</b></p> <p>Основными источниками электропитания для нефтебаз должны служить электростанции и электрические сети энергосистем, в качестве приемных пунктов электроэнергии - одна из трансформаторных подстанций, совмещенная с распределительной подстанцией.</p> <p>Для электроснабжения нефтебаз должны, как правило, применяться подстанции с простейшими схемами и преимущественно с открытой установкой трансформаторов.</p> <p>Собственный источник электроснабжения нефтебаз может предусматриваться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— при сооружении предприятий в районах, не имеющих связей с энергосистемой;</li> <li>— когда собственный источник электроснабжения необходим для резервирования.</li> </ul> <p>Распределение электроэнергии на нефтебазах должно выполняться по радикальной схеме (когда каждому потребителю от подстанции прокладывается одна линия), магистральной схеме (когда все потребители присоединяются к одной линии-магистральной) или смешанной схеме в зависимости от территориального размещения нагрузок, величины потребляемой мощности, надежности питания. Предпочтение, как правило, отдается магистральным схемам распределения электроэнергии.</p> <p>В качестве автономного источника электроснабжения нефтебаз рекомендуются дизельные электрические станции мощностью от 5 до 630 кВт, напряжением 380/220 В.</p> <p>Наружное освещение территории нефтебазы преимущественно прожекторное. Освещаются проезды и дороги, резервуарные парки, сливно-наливные эстакады, открытые склады и погрузочно-разгрузочные площадки. Управление наружным освещением должно быть централизованным со щита оператора. Охранное освещение осуществляют прожекторами, устанавливаемыми на прожекторных мачтах либо на железобетонных опорах, расположенных по периметру забора. Для освещения эстакад необходимо предусматривать, кроме прожекторного, местное освещение светильниками соответствующего исполнения [5].</p>			
Подпись и дата				
Изн. № дубл.				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Изн. № подл.				
Изн.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
<p><b>1.6 Связь и сигнализация</b></p> <p><b>1.6.1 Пожарная сигнализация склада ГСМ</b></p> <p>Складские помещения являются важнейшей интегрированной частью любой логистической системы, выполняя функцию накопления и перераспре-</p>				<p>КП-190600.62.07-081201964-ПЗ</p>
				<p>Лист 14</p>

Перв. примен.	<p>деления товаров. При размещении товаров в складах необходимо учитывать не только их оптимальное сочетание по физико-химическим свойствам и температурным требованиям, но и возможность обеспечения надлежащей пожарной безопасности объекта.</p> <p>Все складские помещения должны быть укомплектованы автоматической системой пожарной сигнализации и первичными средствами тушения пожара, прошедшими сертификацию. Для оснащения складов без внутреннего пожарного водопровода первичными средствами пожаротушения, комплектуются пожарные щиты.</p> <p>Все пожарные щиты должны быть расположены в легкодоступных местах, в пределах видимости. Оптимальным вариантом будет их расположение как можно ближе к выходу из помещения. Место хранения противопожарного оборудования должно снабжаться светящейся табличкой.</p> <p>Все лица, допущенные к работе в хранилищах и складах, должны пройти первичный инструктаж по обеспечению пожаробезопасности объекта. Повторные инструктажи проводятся по мере необходимости, но не реже 1 раза в 6 месяцев.</p> <p>Вне помещения склада, на стене из негорючего материала, должны располагаться аппараты для отключения электроэнергии. При этом они размещаются в нишу или шкаф, который должен быть замкнут и опломбирован [6].</p>				
Справ. №	<p><b>1.7 Основные решения и показатели по генплану</b></p> <p>Генеральный план (ГП), как самостоятельный раздел архитектурной части проекта, представляющий собой масштабное (в виде чертежа) изображение проектируемого объекта на подоснове со схематичным обозначением входов и подъездов к нему, транспортных путей, а также элементов благоустройства и озеленения на прилегающем участке. Чаще всего Генплан представляет собой вид сверху.</p> <p><b>1.7.1 Благоустройство</b></p> <p>В план благоустройства нефтебазы включены пункты постройки парковой зоны – для автомобилей персонала базы, оборудование мест для курения за территорией объекта. Также, обеспечение легкого подъезда к базе, т.е. благоустройство дорог и подъездов, освещенности дорожных путей.</p> <p><b>1.7.2 Противопожарные мероприятия и пожаротушение</b></p> <p>Для контроля наличия и движения нефтепродуктов, повышения оперативности принятия решений должностными лицами нефтебазы проектными организациями предлагаются современные технические решения при внедрении автоматизированной системы управления технологическими операциями (АСУ ТО) приема-хранения-выдачи нефтепродуктов. В состав АСУ ТО входят узлы учета нефтепродуктов (УУН) при его приеме из железнодорожного и трубопро-</p>				
		Подпись и дата		Инв. № дубл.	
Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист 15

Перв. примен.	<p>водного транспорта, автоматизированная система измерения массы (АСИМ) и контроля нефтепродуктов в резервуарах, системы автоматизированная система управления автоталивом, документооборота и учета движения нефтепродуктов. Применение АСУ ТО для постоянного контроля наличия продукта позволяет не только повысить оперативную информированность должностных лиц о производственных возможностях объекта, сократить потери нефтепродуктов, время, трудозатраты и субъективные ошибки технического персонала при выполнении измерений, но и своевременно выявлять и исключать его утечки и переливы, а значит существенно уменьшать риски аварийных ситуаций.</p> <p>Для предупреждения и ликвидации аварийных ситуаций на нефтебазах предлагается создание систем промышленной и пожарной безопасности (СППБ) на основе современных автоматизированных комплексов, которые включают в себя системы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— контроля и сигнализации предельных уровней налива (входит в состав АСИМ);</li> <li>— блокировки электронасосных агрегатов (входит в состав АСИМ);</li> <li>— контроля и сигнализации дозрывных концентраций паров нефтепродуктов;</li> <li>— пожарной сигнализации;</li> <li>— пожаротушения;</li> <li>— пожаровзрывозащиты;</li> <li>— предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов;</li> <li>— оповещения и эвакуации технического и административного персонала;</li> <li>— связи и управления;</li> <li>— видеонаблюдения;</li> <li>— охранной сигнализации.</li> </ul> <p>В помещении насосной станции, а также компрессорных помещениях устанавливается автоматическая система пожаротушения, при обнаружении открытого огня или превышении уровня задымленности, блокирует все входы и выходы из здания и заполняет зал насосной или компрессорной станции пенообразным веществом.</p> <p>Одним из наиболее эффективных способов предотвращения пожароопасных ситуаций является проведение инструктажей по охране труда для сотрудников, разработка ситуационного плана и мероприятий по профилактике возникновения пожаров [6].</p>				
Справ. №					
Подпись и дата					
Инв. № дубл.					
Взам. инв. №					
Подпись и дата	<p><b>2 Определение исходных данных</b></p> <p><b>2.1 Расчет температуры нефтепродукта</b></p> <p>Для определения расчетных данных необходимо задаться температурой нефтепродукта: температура жидкости будет приблизительно равно температуре окружающей среды.</p> <p>Согласно заданию на проектирование для г. Ростов-на-Дону принимаем по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» температуру самой холодной</p>				
Инв. № подл.					<p style="text-align: center;">КП-190600.62.07-081201964-ПЗ</p> <p style="text-align: right;">Лист 16</p>
	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Перв. примен.	<p>пятидневки (для гидравлического расчета) и абсолютную максимальную температуру (для определения давления насыщенных паров).</p> $t_{\min} = -25^{\circ}\text{C}; T_{\min} = 248 \text{ K};$ $t_{\max} = +40^{\circ}\text{C}; T_{\max} = 313 \text{ K}.$			
Справ. №	<p><b>2.2 Определение расчетной вязкости</b></p> <p>Расчет вязкости проводится при минимальной и максимальной температурах окружающей среды в районах проектирования.</p> <p>Кинематическая вязкость при расчетной температуре <math>\nu</math>, <math>\text{м}^2/\text{с}</math>, определяется по формуле Рейнольдса - Филонова:</p> $\nu = \nu^* \cdot e^{-u(T-T^*)}, \tag{1}$ <p>где <math>\nu^*</math> - кинематическая вязкость при известной температуре <math>T^*</math>, <math>\text{м}^2/\text{с}</math>;  <math>T</math> - исходная температура, К;  <math>u</math> – коэффициент крутизны вискограммы, <math>1/\text{К}</math>.</p> <p>Коэффициент крутизны вискограммы определяется:</p> $u = \frac{1}{T_1 - T_2} \cdot \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}, \tag{2}$ <p>где <math>\nu_1</math> - известное значение вязкости при <math>T_1</math>;  <math>\nu_2</math> - известное значение вязкости при <math>T_2</math>.</p> <p>Известно, что вязкость керосина при температуре <math>283^{\circ}\text{K}</math> равно <math>\nu_{10} = 0,05 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{сек}</math>, и при <math>293^{\circ}\text{K}</math> равно <math>\nu_{20} = 0,0328 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{сек}</math>.</p> <p>Известно, что вязкость бензина АИ-93 при температуре <math>273^{\circ}\text{K}</math> равно <math>\nu_{10} = 0,007 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{сек}</math>, и при <math>293^{\circ}\text{K}</math> равно <math>\nu_{20} = 0,0063 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{сек}</math>.</p> <p>Определим коэффициент крутизны вискограммы по формуле (2):</p> $u_{\text{К}} = \frac{1}{293 - 273} \cdot \ln \frac{0,05 \cdot 10^{-4}}{0,0328 \cdot 10^{-4}} = 0,021 \frac{1}{\text{К}},$ $u_{\text{Бенз}} = \frac{1}{293 - 273} \cdot \ln \frac{0,007 \cdot 10^{-4}}{0,0063 \cdot 10^{-4}} = 0,0105 \frac{1}{\text{К}}.$ <p>Определим расчетное значение кинематической вязкости по формуле 1 для керосина:</p>			
Подпись и дата				
Инв. № дубл.				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Перв. примен.	<h3>2.4 Определение давления насыщенных паров</h3> <p>Давление насыщенных паров для нефтепродуктов при максимальной температуре определяется по формуле Рыбакова:</p> $P_s = P_{38} \cdot 10^{\left(4,6 - \frac{1430}{T}\right)} \quad (4)$ <p>где <math>P_{38}</math> - давление насыщенных паров по Рейду, Па;  <math>T</math> - максимальная температура воздуха в районе проектирования.</p> <p>Определим давление насыщенных паров для керосина:</p> $P_{313} = 3000 \cdot 10^{\left(4,6 - \frac{1430}{313}\right)} = 3224 \text{ Па.}$ <p>Определим давление насыщенных паров для Аи-93:</p> $P_{313} = 66650 \cdot 10^{\left(4,6 - \frac{1430}{313}\right)} = 71632 \text{ Па.}$						
	Справ. №	<h3>3 Выбор оптимальных типоразмеров резервуаров</h3> <p>Выбор типа резервуаров необходимо осуществлять с учетом следующих условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для снижения потерь от испарения при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов нужно применять резервуары с понтоном, плавающими крышами и резервуары, рассчитанные на повышенное давление;</li> <li>- предпочтение следует отдавать резервуарам больших объемов, т.к. с увеличением объема резервуара уменьшаются потери от испарений, удельный расход стали и площадь для резервуарных парков;</li> <li>- для каждого вида нефтепродуктов следует предусматривать не менее двух резервуаров, чтобы иметь возможность одновременно выполнять операции по приему и отпуску данного вида нефтепродуктов, а также выполнять ремонт резервуаров, подогрев и отстой нефтепродуктов;</li> <li>- применение однотипных одинаковых по конструкции и объему резервуаров облегчает проведение товарных операций на нефтебазе и создает хорошие условия для ведения строительно-монтажных работ.</li> </ul> <p>При выборе типа резервуаров необходимо учитывать климатические условия района проектирования.</p> <p>Согласно заданию на проектирование для распределительных железнодорожных нефтебаз полезный объем резервуарного парка равен:</p>					
Подпись и дата		Име. № дубл.	Взам. инв. №	<p>КП-190600.62.07-081201964-ПЗ</p>			
	Изм.			Лист			
Подпись и дата	Име. № подл.	Име. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись	Дата	Лист	19

Перв. примен.	$V_i = \frac{T_{ц} \cdot Q_i \cdot K_{нз} \cdot K_{не}}{30} \cdot \left(1 + \frac{\Delta V_i^{cm}}{100}\right), \quad (5)$			
	<p>где <math>T_{ц}</math> - продолжительность транспортного цикла поставок нефтепродукта, зависит от расстояния до поставщика;</p> <p>Предположим, что нефтепродукты поставляются с нефтеперерабатывающих заводов расположенных в Чеченской Республике, в этом случае расстояние до поставщика 800 км, <math>T_{ц} = 11</math> суток.</p> <p><math>Q_i</math> - среднемесячные потребления нефтепродукта, <math>м^3</math>;</p> <p><math>K_{нз}</math> - коэффициент неравномерности поставки цистерн с нефтепродуктом, <math>K_{нз} = 1,1 \dots 1,3</math>;</p> <p><math>K_{не}</math> - коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов;</p> <p>Несмотря на то, что г. Ростов-на-Дону и Ростовская область – развитые сельскохозяйственные районы, промышленность также играет важную роль в данном регионе, поэтому примем усредненный коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов <math>K_{не} = 1,4</math>.</p> <p><math>\Delta V_i^{cm}</math> - страховой запас <math>i</math>-го нефтепродукта, примем равным 20% от среднемесячной потребности нефтепродуктов.</p> <p>Среднемесячные потребления нефтепродукта определяются:</p>			
Справ. №	$Q_i = \frac{G_{год}}{12 \cdot \rho_i}, \quad (6)$			
	<p>где <math>G_{год}</math> - годовой грузооборот нефтепродукта, кг;</p> <p><math>\rho_i</math> - плотность нефтепродукта, <math>кг / м^3</math>.</p> <p>Количество резервуаров определяется:</p>			
Подпись и дата	$n_i = \frac{V_i}{V_n}, \quad (7)$			
	<p>где <math>V_i</math> - полезный объем резервуарного парка, <math>м^3</math>;</p> <p><math>V_n</math> - полный объем одного резервуара, <math>м^3</math>.</p> <p>Фактический объем резервуарного парка:</p>			
Инв. № дубл.	$V_{факт} = V_n \cdot n_i, \quad (8)$			
	<p>где <math>V_n</math> - полезный объем одного резервуара, <math>м^3</math>;</p> <p><math>n_i</math> - количество резервуаров, <i>шт.</i></p>			
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				
КП-190600.62.07-081201964-ПЗ				Лист
				20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Перв. примен.	Неиспользованный объем резервуарного парка:				(9)	
	$V_{ин} = V_{факт} - V_i,$					
Справ. №	<p>где <math>V_{факт}</math> - то же, что и в формуле (8);  <math>V_i</math> - то же, что и в формуле (7).</p> <p>Определим среднемесячные потребления нефтепродукта:</p> $Q_K = \frac{250 \cdot 10^6}{12 \cdot 764,6} \cdot \frac{25}{100} = 6811,8 \text{ м}^3,$ $Q_{Бенз} = \frac{250 \cdot 10^6}{12 \cdot 744,1} \cdot \frac{75}{100} = 20998,5 \text{ м}^3.$ <p>Определим полезный объем резервуарного парка:</p> $V_K = \frac{11 \cdot 6811,8 \cdot 1,1 \cdot 1,4}{30} \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 4615,7 \text{ м}^3.$ $V_{Бенз} = \frac{11 \cdot 20998,5 \cdot 1,1 \cdot 1,4}{30} \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 14228,6 \text{ м}^3.$ <p>Определим количество резервуаров:</p> $n_K = \frac{4615,7}{5143} = 0,897$ $n_{Бенз} = \frac{14228,6}{5143} = 2,77.$ <p>Для керосина примем 1 резервуар РВСП объемом 5000 м<sup>3</sup>, а для бензина АИ-93 примем 3 резервуара РВСП объемом 5000 м<sup>3</sup>.  Определим фактический объем резервуарного парка:</p> $V_{факт.К} = 5143 \cdot 1 = 5143 \text{ м}^3,$ $V_{факт.Бенз} = 5143 \cdot 3 = 15429 \text{ м}^3.$ <p>Неиспользованный объем в процентном отношении определяется:</p> $V_{ин} = \frac{V_{факт} - V_i}{V_i} \leq 10\%,$				(10)	
	<p>где <math>V_{факт}</math> - то же, что и в формуле (8);  <math>V_i</math> - то же, что и в формуле (7).</p>					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	КП-190600.62.07-081201964-ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Справ. №	Перв. примен.
----------	---------------

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

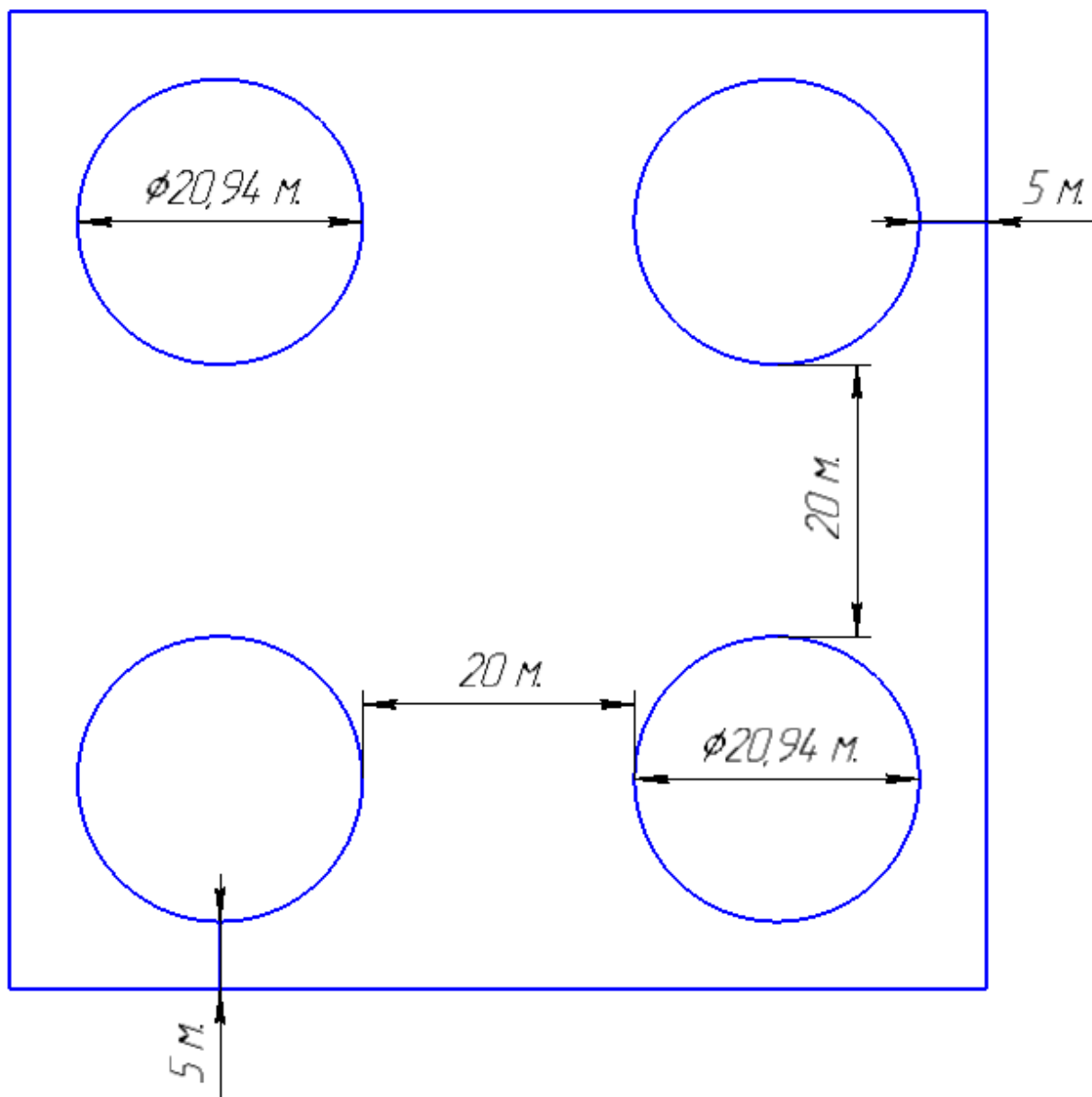


Рисунок 1 - Компоновка резервуарного парка

Определим размеры:

$$a = 2 \cdot 5 + 2 \cdot 20,94 + 20 = 71,88 \text{ м,}$$

$$b = 2 \cdot 5 + 2 \cdot 20,94 + 20 = 71,88 \text{ м.}$$

Определим высоту обвалования:

$$h = \frac{5143}{71,88^2 - \frac{\pi \cdot 20,94^2}{4} \cdot (4-1)} + 0,2 = 1,44.$$

Перв. примен.	Компоновка резервуарного парка производится в соответствии с требованиями, изложенными в СНиП 2.11.03-93.			
	По периметру каждой группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое земляное обвалование шириной по верху не менее 0,5 м или ограждающую стену из негорючих материалов.			
Справ. №	Свободный от застройки объем обвалованной территории образующий между внутренними откосами обвалования или ограждающими стенами следует определять по расчетному объему разлившейся жидкости, равному объему наибольшего резервуара в группе или отдельно стоящего резервуара.			
	Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуара должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1,5 м для резервуаров номинальным объемом более 10000 м <sup>3</sup> .			
Подпись и дата	Расстояние между стенками ближайших резервуаров расположенных в соседних группах должно быть в случае если резервуар 20000 м <sup>3</sup> и более 60 м.			
	В пределах одной группы наземных резервуаров внутренними земляными валами или ограждающими стенами следует отделять:			
Име. № дубл.	- каждый резервуар объемом 20000 м <sup>3</sup> и более или несколько меньших резервуаров суммарной вместимостью 20000 м <sup>3</sup> ;			
	- резервуары с маслами и мазутами от резервуаров с другими нефтепродуктами;			
Взам. инв. №	- резервуары для хранения этилированных бензинов от других резервуаров группы.			
	Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать:			
Подпись и дата	- 1,3 м - для резервуаров объемом 10000 м <sup>3</sup> и более;			
	- 0,8 м - для остальных резервуаров.			
Име. № подл.	<b>5 Расчет железнодорожных эстакад</b>			
	Цель данного расчета заключается в определении числа маршрутов проходящих на нефтебазу в сутки, в выборе типа эстакад и определения ее длины, а также находений производительности насосов на участке от железнодорожной эстакады до насосной станции.			
Число маршрутов прибывающих на нефтебазу за сутки:				
$N_M = \frac{G_{сут}}{G_{марш}},$				(12)
где $G_{сут}$ - суточный грузооборот нефтебазы;				
$G_{марш}$ - грузоподъемность одного маршрута, (2 ÷ 4 тыс.т).				
Суточный грузооборот нефтебазы определяется:				
				Лист
КП-190600.62.07-081201964-ПЗ				24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Изн. № дубл.	Подпись и дата	Перв. примен.	$G_{\text{сут}} = \sum_{i=1}^n G_{i\text{сут}}, \quad (13)$ <p>где <math>G_{i\text{сут}}</math> - суточный грузооборот <math>i</math>-го нефтепродукта.</p> <p>Суточный грузооборот <math>i</math>-го нефтепродукта определяется:</p> $G_{i\text{сут}} = \frac{G_{\text{год}}}{365} \cdot k_{\text{НЗ}} \cdot k_{\text{НП}}, \quad (14)$ <p>где <math>G_{\text{год}}</math> - то же, что и в формуле (6);  <math>k_{\text{НЗ}}</math> - коэффициент неравномерности завоза и вывоза нефтепродукта, <math>(1 \div 2)</math>;  <math>k_{\text{НП}}</math> - коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта, зависящий от района потребления и вида топлива.</p> <p>Число эстакад определяется:</p> $\mathcal{E} = \frac{N_M \cdot \tau_{\mathcal{E}}}{24}, \quad (15)$ <p>где <math>N_M</math> - число маршрутов;  <math>\tau_{\mathcal{E}}</math> - время занятия эстакады маршрутом с учетом времени на технологические операции, подачу и уборку цистерн и приготовления маршрута на станции.</p> <p>Длина эстакады:</p> $L_{\mathcal{E}} = \sum_{i=1}^n n_{i\text{ц}} \cdot l_{i\text{ц}}, \quad (16)$ <p>где <math>n_{i\text{ц}}</math> - количество цистерн с <math>i</math>-им нефтепродуктом;  <math>l_{i\text{ц}}</math> - длина цистерны одного типа.</p> <p>Среднее число цистерн в маршруте:</p> $n_{\text{ср.ц}} = \frac{n_{\text{ц сут}}}{N_M}, \quad (17)$ <p>где <math>n_{\text{ц сут}}</math> - число цистерн приходящих на нефтебазу за сутки;  <math>N_M</math> - то же, что и в формуле 15.</p> <p>Число цистерн приходящих на нефтебазу за сутки определяется:</p>
						Изм.
КП-190600.62.07-081201964-ПЗ					Лист	
					25	



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Справ. №	Перв. примен.	<p>Необходимое число эстакад:</p> $\Theta = \frac{1 \cdot 2}{24} = 0,083 \text{ шт}, \quad \Theta = 1 \text{ шт}.$ <p>Примем для расчетов цистерну 15-890, вместимость которой <math>V_{II} = 60 \text{ м}^3</math>. Определим массу нефтепродукта с учетом его плотности:</p> $G_{K \text{ Ц}} = 60 \cdot 764,6 = 45876 \text{ кг},$ $G_{\text{Бенз Ц}} = 60 \cdot 744,1 = 44646 \text{ кг}.$ <p>Определим число цистерн за сутки для керосина и бензина:</p> $n_{K \text{ сут}} = \frac{263700}{45876} = 5,7; \quad n_{K \text{ сут}} = 6,$ $n_{\text{Бенз сут}} = \frac{791100}{44646} = 17,7; \quad n_{\text{РТ сут}} = 18.$ <p>Общее количество цистерн приходящих за сутки:</p> $n_{\text{Ц сут}} = 6 + 18 = 24.$ <p>Определим длину эстакады:</p> $L_{\Theta} = 24 \cdot 10,3 = 247,2 \text{ м}.$ <p>Эстакады в большинстве случаев делают двухсторонними, что сокращает их длину в два раза.</p> $L_{\Theta} = \frac{247,2}{2} = 123,6 \text{ м}.$ <p>В целях пожарной безопасности предусматривают расстояние в 30 м на тупик для расцепки. Примем эстакаду КС-4. Ее длина 144 м, и число одновременно сливаемых (наливаемых) цистерн 24. Производительность насосов на участке от железнодорожной эстакады до насосной станции по следующей формуле:</p> $Q_i = \frac{V_{i \text{ сл}}}{\tau_{\text{сл/нал}}}, \tag{21}$
												КП-190600.62.07-081201964-ПЗ

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

где  $V_{i\text{ сл}}$  - объем слива нефтепродукта, определяемого как произведения числа цистерн, приходящий на нефтебазу за один маршрут  $i$ -ым нефтепродуктом и полезного объема одной цистерны;

$\tau_{\text{сл/нал}}$  - время слива/налива маршрута (80 мин).

Определим производительность насосов:

$$Q_K = \frac{6 \cdot 60}{1,33} = 270,7 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

$$Q_{\text{Бенз}} = \frac{18 \cdot 60}{1,33} = 812,03 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

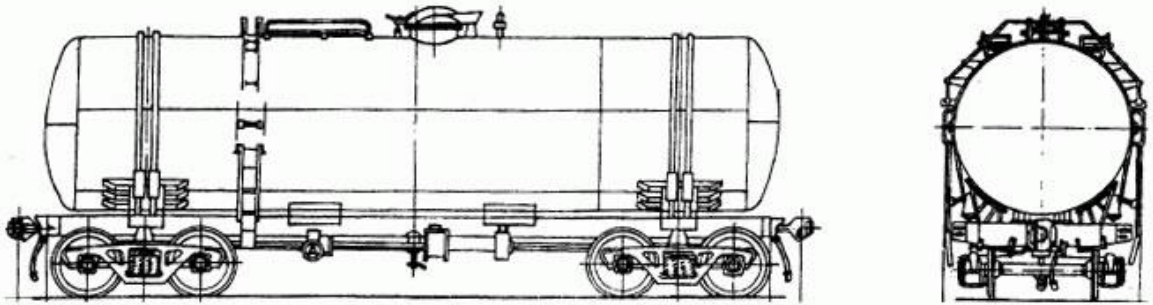


Рисунок 2 – Схема цистерны 15-890

## 6 Расчет автомобильной эстакады

Количество наливных устройств для каждого вида нефтепродукта, *шт*, определяется по формуле:

$$n_{i\text{ ну}} = \frac{G_{i\text{ сут.ав}}}{\rho_{i\text{ мин}} \cdot q_{\text{ну}} \cdot K_{i\text{ ну}} \cdot \tau_{\text{рн}}}, \quad (23)$$

где  $G_{i\text{ сут.ав}}$  - среднесуточная реализация  $i$ -го нефтепродукта автомобильным транспортом, *кг*;

$\rho_{i\text{ мин}}$  - минимальная плотность  $i$ -го нефтепродукта, *кг/м<sup>3</sup>*;

$q_{\text{ну}}$  - производительность наливного устройства, *м<sup>3</sup>/ч* (для нефтепродуктов вязкостью до 60 *мм/с<sup>2</sup>*, принимаем производительность наливного устройства 40÷100 *м<sup>3</sup>/ч*, если больше 60 *мм/с<sup>2</sup>*, то принимаем больше 100 *м<sup>3</sup>/ч*); принимаем производительность 50 *м<sup>3</sup>/ч* и выбираем устройство АСН-12ВГ модуль Ду100;

$K_{i\text{ ну}}$  - коэффициент использования наливных устройств (0,7);

$\tau_{\text{рн}}$  - количество часов работы наливных устройств в сутки (8 ч или 12 ч).

Лист

КП-190600.62.07-081201964-ПЗ

28

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Среднесуточная реализация *i*-го нефтепродукта, кг, автомобильным транспортом определяется:

$$G_{i \text{ сут.ав}} = \frac{G_{i \text{ год.ав}} \cdot K_{НП}}{365}, \quad (24)$$

где  $G_{i \text{ год.ав}}$  - годовой грузооборот нефтебазы *i*-го нефтепродукта автомобильным транспортом, кг;

$K_{НП}$  - коэффициент неравномерности потребления *i*-го нефтепродукта (1,5).

Количество автоцистерн, шт, в сутки определяется:

$$n_{i \text{ а/ц}} = \frac{G_{i \text{ сут.ав}}}{V_{\text{а/ц}} \cdot \rho_{i \text{ min}}}, \quad (25)$$

где  $G_{i \text{ сут.ав}}$  - среднесуточная реализация нефтепродукта, кг;

$V_{\text{а/ц}}$  - вместимость автоцистерны, м<sup>3</sup>;

$\rho_{i \text{ min}}$  - то же, что и в формуле (23).

Определим среднесуточную реализацию *i*-го нефтепродукта автомобильным транспортом по формуле (24):

$$G_{\text{к сут.ав}} = \frac{250 \cdot 10^6 \cdot 1,5 \cdot 0,25}{365} = 256849,3 \text{ кг},$$

Определим количество наливных устройств по формуле (23):

$$n_{\text{к ну}} = \frac{256849,3}{764,6 \cdot 80 \cdot 0,7 \cdot 8} = 0,75 \text{ шт}; n_{\text{к ну}} = 1 \text{ шт},$$

Определим количество автоцистерн в сутки по формуле (25):

$$n_{\text{к а/ц}} = \frac{256849,3}{10 \cdot 764,6} = 33,6 \text{ шт}; n_{\text{к а/ц}} = 34 \text{ шт},$$

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Перв. примен.

Справ. №

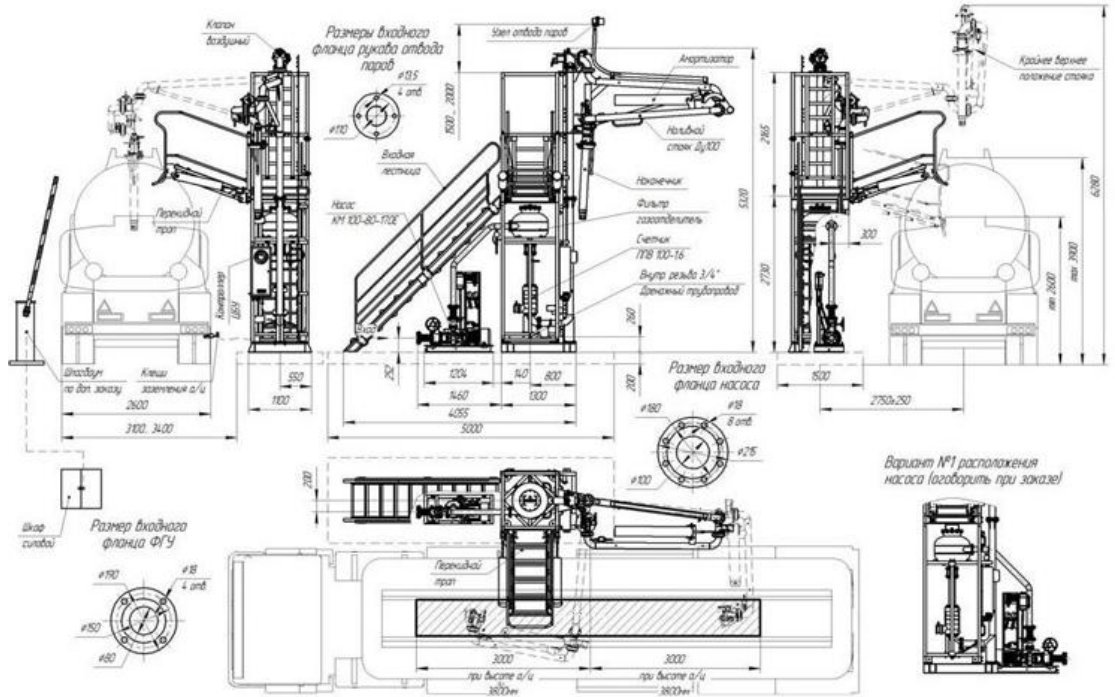


Рисунок 3 – Наливное устройство АСН - 12ВГ модуль Ду100

## 7 Гидравлический расчет трубопроводов

Цель гидравлического расчета - обеспечение заданной производительности перекачки исходными данными, для которого является расход, физические свойства нефтепродукта, а также технологическая схема с указанием всех местных сопротивлений и длин отдельных участков трубопровода.

Гидравлический расчет ведется для самых неблагоприятных условиях эксплуатации трубопровода и для самых удаленных и высоко расположенных точек коммуникаций и объектов.

Гидравлический расчет технологических трубопроводов следует начинать с определения наружного диаметра трубы,  $m$ , который определяется по формуле:

$$D_{нар} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{пру}}{\pi \cdot g_{ж}}}, \quad (26)$$

где  $Q_{пру}$  - пропускная способность приемо-раздаточного устройства,  $m^3 / ч$ , для нашего РВСП объемом  $5000 m^3$ , примем  $450 m^3 / ч$  ;

$g_{ж}$  - скорость движения жидкости в трубе,  $m^2 / с$  .

Далее принимаем по сортаменту ближайший больший диаметр и определяем внутренний диаметр трубопровода,  $m$  :

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

КП-190600.62.07-081201964-ПЗ

Лист

30

$$D_{вн} = D_{нар} - 2 \cdot \delta_{ст}, \quad (27)$$

где  $D_{нар}$  - то же, что и в формуле (26);  
 $\delta_{ст}$  - толщина стенки, мм.

Фактическая скорость движения жидкости в трубе, м/с, определяется:

$$g_{ж \text{ факт}} = \frac{4 \cdot Q_{тру}}{\pi \cdot D_{вн}^2}, \quad (28)$$

где  $Q_{тру}$  - то же, что в формуле (26);  
 $D_{вн}$  - то же, что в формуле (27).

После уточнения скорости, определим режим течения нефтепродукта в трубопроводе. Для определения режима течения нефтепродукта необходимо определить число Рейнольдса при заданных параметрах и граничные числа Рейнольдса.

Число Рейнольдса определяются по формуле:

$$Re = \frac{g_{ж \text{ факт}} \cdot D_{вн}}{\nu_{\max}}, \quad (29)$$

где  $g_{ж \text{ факт}}$  - то же, что в формуле (28);  
 $D_{вн}$  - то же, что в формуле (27);  
 $\nu_{\max}$  - максимальная кинематическая вязкость при минимальной температуре, м<sup>2</sup>/с.

Границами являются переходные числа Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{10}{\bar{K}} \text{ и } Re_2 = \frac{500}{\bar{K}}, \quad (30)$$

где  $\bar{K}$  - относительная шероховатость труб.

относительная шероховатость труб определяется по формуле:

$$\bar{K} = \frac{K_э}{D_{вн}}, \quad (31)$$

где  $K_э$  - эквивалентная шероховатость труб, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния;  
 $D_{вн}$  - то же, что в формуле (27).

Перв. примен.					Лист
Справ. №					КП-190600.62.07-081201964-ПЗ
Подпись и дата					31
Инв. № дубл.					Изм.
Взам. инв. №					Лист
Подпись и дата					№ докум.
Инв. № подл.					Подпись
					Дата

Перв. примен.	<p>Для новых стальных труб эквивалентная шероховатость труб равна <math>K_э = 0,02 \div 0,1 \text{ мм}</math>, для труб в эксплуатации <math>K_э = 0,1 \div 0,4 \text{ мм}</math>.</p> <p>Значения переходных чисел Рейнольдса выразим формулами:</p> $Re_1 = \frac{10 \cdot D_{вн}}{K_э} \text{ и } Re_2 = \frac{500 \cdot D_{вн}}{K_э},$ <p>где <math>K_э</math> - то же, что в формуле (31),  <math>D_{вн}</math> - то же, что в формуле (27).</p> <p>Расчет коэффициентов гидравлического сопротивления производится по формуле, выбор которой зависит от режима течения. Условия существования зон трения таковы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ламинарный режим <math>Re &lt; 2320</math>,</li> <li>- гидравлически гладких труб: <math>2320 &lt; Re &lt; Re_1</math>,</li> <li>- смешанного трения: <math>Re_1 &lt; Re &lt; Re_2</math>,</li> <li>- квадратичного трения: <math>Re &gt; Re_2</math>.</li> </ul> <p>Поскольку мы имеем сварные стальные новые трубы, то эквивалентная шероховатость труб составляет <math>K_э = 0,02</math>. В этом случае относительная шероховатость труб равна:</p> <p>Потери напора по длине рассматриваемого участка определяются по формуле:</p> $h_{вс} = \left( \lambda \cdot \frac{L}{D_{вн}} + \sum \varepsilon \right) \cdot \frac{g_{ж\text{факт}}^2}{2g}, \tag{32}$ <p>где <math>\lambda</math> - коэффициент гидравлического сопротивления;  <math>L</math> - длина участка, м;  <math>g_{ж\text{факт}}</math> - то же, что в формуле (28);  <math>\sum \varepsilon</math> - суммарный коэффициент местных сопротивлений.</p> <p>Количество участков:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ж/Д эстакада – насосная станция (всасывание);</li> <li>2. Насосная станция – резервуарный парк (нагнетание);</li> <li>3. Резервуарный парк – автомобильная эстакада (всасывание);</li> <li>4. Резервуарный парк – насосная станция (всасывание);</li> <li>5. Насосная станция – Ж/Д эстакада нагнетание.</li> </ol> <p>Рассмотрим пример гидравлического расчета на участке Ж/Д эстакада – насосная станция:</p>			
Справ. №				
Подпись и дата				
Инв. № дубл.				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Перв. примен.

Начинаем с определения наружного диаметра трубы, мм, который определяется по формуле (26):

$$D_{нК} = \sqrt{\frac{4 \cdot 450}{3,14 \cdot 2,5 \cdot 3600}} = 252 \text{ мм},$$

$$D_{нБенз} = \sqrt{\frac{4 \cdot 450}{3,14 \cdot 2,5 \cdot 3600}} = 252 \text{ мм}$$

Справ. №

Выбираем ближайший диаметр трубы по сортаменту. Принимаем трубы сварные из стали К50(сталь конструкционная углеродистая)  $D_n = 273 \text{ мм}$  (толщина стенки  $\delta = 8 \text{ мм}$ ) для керосина и для бензина.

Внутренний диаметр труб, мм, определим по формуле(27):

$$D_{внК} = 252 - 16 = 236 \text{ мм}$$

$$D_{внБенз} = 252 - 16 = 236 \text{ мм}$$

Определяем фактическую скорость движения жидкости в трубе, м/с, определяется по формуле (28):

$$g_{ж \text{ факт К}} = \frac{4 \cdot 450}{3,14 \cdot 3600 \cdot 0,236^2} = 1,1 \text{ м/с}.$$

Такую скорость жидкости принимаем для керосина и для бензина, так как трубы одинакового диаметра, РВСП одного объема и, следовательно, приемораздаточные патрубки одинаковой характеристики.

Определяем режим течения. Для этого определяем число Рейнольдса и граничные числа Рейнольдса по формулам (29-30):

$$Re_K = \frac{2,86 \cdot 0,236}{5 \cdot 10^{-6}} = 135000,$$

$$Re_{Бенз} = \frac{2,86 \cdot 0,236}{8 \cdot 10^{-6}} = 84370.$$

Граничные числа Рейнольдса для керосина:

$$Re_l = \frac{10 \cdot 236}{0,02} = 118000,$$

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Перв. примен.	$Re_{II} = \frac{500 \cdot 236}{0,02} = 5900000.$ <p>Выполняется условие для зоны смешанного трения: <math>Re_1 &lt; Re &lt; Re_2</math>, поэтому коэффициент гидравлического сопротивления будем определять по следующей формуле:</p> $\lambda = 0,11 \cdot \left( \varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25},$ <p>где <math>Re</math> - то же что и в формуле (29),  <math>\varepsilon</math> - относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость <math>K_3</math> и внутренний диаметр нефтепровода <math>D_{BH}</math>.</p> $\varepsilon = \frac{K_3}{D_{BH}}. \tag{33}$ <p>где <math>K_3</math> - то же что и в формуле (31),  <math>D_{BH}</math> - то же что и в формуле (27).  Относительная шероховатость, <math>\varepsilon</math>, равна:</p> $\varepsilon = \frac{0,02}{0,236} = 0,08.$ <p>Определяем гидравлическое сопротивление для керосина:</p> $\lambda_k = 0,11 \cdot \left( 0,08 + \frac{68}{135000} \right)^{0,25} = 0,059.$ <p>Далее определяем суммарные потери напора по длине. Определим местные сопротивления на данном участке трубопровода: 6 задвижек (<math>\varepsilon = 0,75</math>), фильтр (<math>\varepsilon = 1,7</math>), счетчик (<math>\varepsilon = 12,5</math>), 4 тройников (<math>\varepsilon = 1,6</math>), 5 отводов с углом поворота <math>90^\circ</math> (<math>\varepsilon = 1,6</math>), 2 плавных переходов (<math>\varepsilon = 0,26</math>) Суммарные местные сопротивления: <math>\sum \varepsilon = 6 \cdot 0,75 + 1,7 + 12,5 + 4 \cdot 1,6 + 5 \cdot 1,6 + 2 \cdot 0,26 = 33,6</math>.</p> $h_{ec} = \left( 0,059 \cdot \frac{560}{0,236} + 33,6 \right) \cdot \frac{1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 10,7 \text{ м.}$ <p>Граничные числа Рейнольдса для бензина:</p> $Re_I = \frac{10 \cdot 236}{0,02} = 118000,$			
Справ. №				
Подпись и дата				
Инв. № дубл.				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
КП-190600.62.07-081201964-ПЗ				Лист 34

Перв. примен.	$Re_{II} = \frac{500 \cdot 236}{0,02} = 5900000.$ <p>Выполняется условие для зоны смешанного трения: <math>Re_1 &lt; Re &lt; Re_2</math>, поэтому коэффициент гидравлического сопротивления будем определять по следующей формуле:</p> $\lambda = 0,11 \cdot \left( \varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25},$ <p>где <math>Re</math> - то же что и в формуле (29),  <math>\varepsilon</math> - относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость <math>K_3</math> и внутренний диаметр нефтепровода <math>D_{BH}</math>.</p> $\varepsilon = \frac{K_3}{D_{BH}}. \tag{34}$ <p>где <math>K_3</math> - то же что и в формуле (31),  <math>D_{BH}</math> - то же что и в формуле (27).  Относительная шероховатость, <math>\varepsilon</math>, равна:</p> $\varepsilon = \frac{0,02}{0,236} = 0,08.$ <p>Определяем гидравлическое сопротивление для бензина:</p> $\lambda_k = 0,11 \cdot \left( 0,08 + \frac{68}{84370} \right)^{0,25} = 0,059.$ <p>Далее определяем суммарные потери напора по длине. Определим местные сопротивления на данном участке трубопровода: 6 задвижки (<math>\varepsilon = 0,75</math>), фильтр (<math>\varepsilon = 1,7</math>), счетчик (<math>\varepsilon = 12,5</math>), 6 тройников (<math>\varepsilon = 1,6</math>), 3 угольника с углом поворота <math>90^\circ</math> (<math>\varepsilon = 1,6</math>), 2 плавных переходов (<math>\varepsilon = 0,26</math>) Суммарные местные сопротивления: <math>\sum \varepsilon = 6 \cdot 0,75 + 1,7 + 12,5 + 6 \cdot 1,6 + 3 \cdot 1,6 + 2 \cdot 0,26 = 33,6</math></p> $h_{ec} = \left( 0,059 \cdot \frac{520}{0,236} + 33,6 \right) \cdot \frac{1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 10,1 м.$ <p>На остальных участках примем трубы такого же диаметра, так как в моём случае по трубам будут происходить поочередно как слив, так и налив нефтепродукта, потери напора по длине на данном участке будут максимальными, так на этом участке самое большое количество поворотов, задвижек и расходов-</p>				
Справ. №					
Подпись и дата					
Инв. № дубл.					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					<p style="text-align: center;">КП-190600.62.07-081201964-ПЗ</p> <p style="text-align: right;">Лист 35</p>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

меров, следовательно, насосы, подобранные для данного участка смогут обеспечить необходимую производительность и на других участках.

## 8 Подбор насосно-силового оборудования

Исходя из данных расчета железнодорожной эстакады, необходимо выбрать насосы. Так как  $Q_K = 270 \text{ м}^3 / \text{ч}$ ;  $Q_{\text{бенз}} = 812 \text{ м}^3 / \text{ч}$  то выбираем следующие насосы: НМ 360-460 для керосина и НМ 1250-260 для бензина.

Произведем вычисления на участке Ж/Д эстакада – насосная станция:

-для керосина

Вычисляем высоту вслива,  $H_{\text{вз}}$ , м:

$$H_{\text{вз}} = K_3 \cdot H_{\text{ст}}, \quad (35)$$

где  $K_3$  – коэффициент использования, равный 0,88;

$H_{\text{ст}}$  – высота стенки резервуара, м.

$$H_{\text{вз}} = 0,85 \cdot 15 = 12,75 \text{ м}$$

Требуемый напор насоса:

$$H_{\text{насоса}} = H_{\text{вз}} + h_{\text{вс}}, \quad (36)$$

где  $h_{\text{наг}}$  – максимальные потери при нагнетании, м.

$$H_{\text{насоса}} = 12,75 + 10,7 = 23,45 \text{ м.}$$

Проверяем на всасывающую способность. Допустимая высота всасывания насоса  $H_s$ :

$$H_s = \frac{P_a - P_s}{\rho_{\text{max}} \cdot g} - \Delta h_{\text{дон}} - \frac{v_{\text{вх}}^2}{2 \cdot g} \leq \Delta h_{\text{дон}}, \quad (37)$$

где  $P_a$  – атмосферное давление, Па;

$P_s$  – давление насыщенных паров, Па;

$V_{\text{вх}}^2$  – скорость жидкости во входном патрубке насоса, м<sup>2</sup>/с;

$\Delta h_{\text{дон}}$  – допустимый кавитационный запас, м;

$\rho_{\text{max}}$  – плотность нефтепродукта при минимальной температуре.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Изн. № дубл.	Подпись и дата	Справ. №	Перв. примен.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	КП-190600.62.07-081201964-ПЗ		Лист
							36

Перв. примен.

$$H_s = \frac{101325 - 3224}{817 \cdot 9,81} - 4,5 - \frac{1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 7,6 \leq 4,5;$$

$7,6 \leq 4,5$  – условие не выполняется.

Выберем другой насос: НМ710-280.

Справ. №

$$H_s = \frac{101325 - 3224}{817 \cdot 9,81} - 6 - \frac{1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 5,9 \leq 6$$

$5,9 \leq 6$  – условие выполняется.

Для окончательного выбора насоса, проходит проверка на всасывающую способность по еще одному условию:

$$H_s \geq (h_0 - \Delta z - h_{\text{вс}}), \quad (38)$$

где  $h_0$  – минимальный напор в начале всасывания, м, равный 0.

$\Delta z$  – геодезическая разность отметок конца и начала трубопровода рассматриваемого участка, равная 0,8;

$h_{\text{вс}}$  – потери напора.

$$5,8 \geq |(0,8 - 0 - 4,8)|;$$

$$|5,8| \geq |-4| \text{ - условие выполняется.}$$

- произведем расчеты для бензина по формулам (35-38)

$$H_{\text{вз}} = 0,88 \cdot 12 = 10,2 \text{ м.}$$

$$H_{\text{насоса}} = 10,2 + 4,8 = 15 \text{ м.}$$

Допустимая высота всасывания насоса определяется по формуле (39):

$$H_s = \frac{101325 - 71632}{798 \cdot 9,81} - 20 - \frac{1,1^2}{2 \cdot 9,81} = -16,3 \leq 20;$$

$-16,3 \leq 20$  – условие выполняется.

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Перв. примен.	<p>Для окончательного выбора насос проходит проверку на всасывающую способность по еще одному условию:</p> $ -16,3  \geq  (0+0,8-4,8 $ $ -16,3  \geq  -4  \text{ - условие выполняется.}$ <p>2. Вычисления на участке насосная станция – резервуарный парк.</p> <p>Произведем расчеты для керосина, по формулам (35-38), на данном участке примем насос НМ 710-280:</p> $H_{\text{вз}} = 0,88 \cdot 12 = 10,2 \text{ м.}$ $H_{\text{насоса}} = 10,2 + 4,8 = 15 \text{ м.}$ $H_s = \frac{101325 - 3224}{817 \cdot 9,81} - 6 - \frac{1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 5,41 \leq 6;$ <p>5,41 ≤ 6 – условие выполняется.</p> $5,41 \geq  (0+0,8-4,8 $ $ 5,41  \geq  -4  \text{ - условие выполняется.}$ <p>- произведем расчеты для бензина, по формулам (35-38), на данном участке примем насос НМ 1250-360:</p> $H_{\text{вз}} = 0,88 \cdot 12 = 10,2 \text{ м.}$ $H_{\text{насоса}} = 10,2 + 4,8 = 15 \text{ м.}$ <p>Допустимая высота всасывания насоса определяется по формуле (39):</p> $H_s = \frac{101325 - 71632}{798 \cdot 9,81} - 6 - \frac{1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 5,41 \leq 6;$ <p>5,41 ≤ 6 – условие выполняется.</p>					
Справ. №						
Подпись и дата						
Инв. № дубл.						
Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	КП-190600.62.07-081201964-ПЗ	Лист
						38

Перв. примен.	<p><math>5,41 \geq  (0 + 0,8 - 4,8) </math></p> <p><math> 5,41  \geq  -4 </math> - условие выполняется.</p> <p>3. Вычисления на участке резервуарный парк – насосная станция.</p> <p>- произведем расчеты для бензина, НМ1250-360.</p> <p><math>H_{вз} = 0,88 \cdot 12 = 10,2 \text{ м.}</math></p> <p><math>H_{насоса} = 10,2 + 4,8 = 15 \text{ м.}</math></p> <p>Допустимая высота всасывания насоса определяется по формуле (39):</p> $H_s = \frac{101325 - 71632}{798 \cdot 9,81} - 6 - \frac{1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 5,41 \leq 6;$ <p><math>5,41 \leq 6</math> – условие выполняется.</p> <p><math>5,41 \geq  (0 + 0,8 - 4,8) </math></p> <p><math> 5,41  \geq  -4 </math> - условие выполняется.</p>				
Справ. №	<p><b>9 Механический расчет трубопровода</b></p> <p>Определим толщину стенки технологических трубопроводов <math>\delta</math>, мм:</p> $\delta = \frac{n_{нагр} \cdot p_{раб} \cdot D_n}{2(R_1 + n_{нагр} \cdot p_{раб})}, \quad (40)$ <p>где <math>p_{раб}</math> – внутреннее рабочее давление в трубопроводе, обычно не превышает 1,631 МПа;</p> <p><math>n_{нагр}</math> – коэффициент надежности по нагрузке, равный 1 (принимается по СНиП 2.05.06-85) [5];</p> <p><math>D_n</math> – наружный диаметр, м.</p> <p><math>R_1</math> – первое расчетное сопротивление материала трубы, МПа.</p>				
		Подпись и дата		Инв. № дубл.	
Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
КП-190600.62.07-081201964-ПЗ					39

Перв. примен.

Для определения минимальной толщины стенки выбираем трубопровод с наибольшим диаметром, который используется на нефтебазе (трубопровод диаметром 530 мм).

Расчетное сопротивление материала трубы,  $R_1$ , МПа:

$$R_1 = \frac{R_1^n \cdot m}{K_M \cdot K_H}, \quad (41)$$

где  $m$  – коэффициент условия работы трубопровода, равный 0,6;

$K_M$  – коэффициент надежности по материалу, равный 1,55;

$K_H$  – коэффициент надежности по назначению, равный 1.

$R_1^n$  – первое нормативное сопротивление, соответствующее пределу прочности материала трубы, МПа.

Выберем марку стали 30ХГСА. Произведем расчеты по формулам (40-41):

$$R_1 = \frac{350 \cdot 0,6}{1,55 \cdot 1} = 133,48$$

$$\delta = \frac{1 \cdot 1,631 \cdot 236}{2(133,48 + 1 \cdot 1,631)} = 1,424 \text{ мм}$$

В результате получили, что для обеспечения надежной работы трубопровода необходима толщина стенки, равная 1,42 мм, а т.к. номинальная толщина стенки трубы 8 мм, исходя из гидравлического расчета, то гарантировано выполняется условие надежной работы всех технологических трубопроводов.

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

КП-190600.62.07-081201964-ПЗ

Лист

40



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения курсового проекта были проведены все необходимые расчеты, скомпонован резервуарный парк, выбраны размеры резервуаров и обвалований, подобрана железнодорожная эстакада, проведены гидравлический и механический расчёты трубопровода, составлены и начерчены генеральный план и технологическая схема нефтебазы.

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

КП-190600.62.07-081201964-ПЗ

Лист

41

