

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»**

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

**для курсового проектирования
по дисциплине**

«Проектирование и эксплуатация нефтебаз»

**для студентов специальности 1-70 05 01
«Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»**

Новополоцк 2005

УДК 665.6/.7 (075.8)

Одобрены и рекомендованы к изданию
методической комиссией технологического факультета

Кафедра трубопроводного транспорта и гидравлики

СОСТАВИТЕЛИ:

П.В. КОВАЛЕНКО, ст. преподаватель

М.Н. КЛЕБАНОВА, ассистент

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания предназначены для разработки курсового проекта по дисциплине «Проектирование и эксплуатация нефтебаз».

Курсовой проект должен предусматривать полный расчет одного из объектов нефтебазы.

В ходе выполнения курсового проекта обучаемый должен получить представление о современных методах проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами, знание научно-технической документации в области проектирования и эксплуатации предприятий по обеспечению нефтепродуктами, современных требований, предъявляемых к проектированию, эксплуатации, промышленной безопасности объектов предприятий по обеспечению нефтепродуктами. Приобрести навыки проектирования нефтебаз, нефтехранилищ, эксплуатации предприятий по обеспечению нефтепродуктами, расчета параметров основного и вспомогательного технологического оборудования.

Общие указания к выполнению курсового проекта

Пояснительная записка выполняется на листах формата А4. На всех листах должны быть оставлены поля шириной 30 мм слева, 15 мм сверху, 10 мм справа и снизу.

Все расчеты должны выполняться в пояснительной записке и сопровождаться пояснительным текстом, там где это необходимо.

Все схемы и графическая часть должны быть изображены четко и в крупном масштабе.

Графическая часть проекта выполняется на листе формата А1, на котором должен быть следующий материал:

- технологическая схема нефтебазы;
- план размещения объектов нефтебазы;
- схема расположения оборудования на резервуаре;
- график режима работы насосной станции нефтебазы.

Расчетно-пояснительная записка должна состоять из следующих разделов:

Введение.

Краткая характеристика нефтебаз:

- по общей вместимости и максимальному объему одного резервуара – по категориям, в соответствии с СНБ 3.02.01-98, ВНТП 5-95;
- по функциональному назначению;
- по транспортным связям поступления и отгрузки нефтепродуктов;
- по номенклатуре хранимых нефтепродуктов;
- по годовому грузообороту.

1. Технологическая часть.

1.1. Хранение нефтепродуктов.

1.1.1. Определение емкости резервуарного парка по графикам поступления и отгрузки нефтепродуктов и аналитическим способом.

1.1.2. Выбор резервуаров для хранения светлых и темных нефтепродуктов.

1.1.3. Выбор оборудования резервуаров.

Расчет дыхательных предохранительных клапанов, вентиляционных патрубков и пеногенераторов.

- 1.1.4. Хранение нефтепродуктов в таре.
- 1.2. Прием и отгрузка нефтепродуктов.
 - 1.2.1. Расчет числа наливных маршрутов.
 - 1.2.2. Расчет и выбор эстакад.
 - 1.2.3. Определение числа сливо-наливных устройств. Описание и принцип действия.
- 1.3. Гидравлический расчет.
 - 1.3.1. Гидравлический расчет трубопроводных коммуникаций.
 - 1.3.2. Подбор насосного оборудования.
2. Подогрев нефтепродуктов.
 - 2.1. Расчет подогрева нефтепродуктов в емкостях.
3. Отработанные нефтепродукты.
4. Мероприятия по охране окружающей среды. Автоматизация, контроль и управление технологическими процессами.
5. Связь и сигнализация.
6. Электрохимическая защита.
7. Требования к системам водоснабжения и канализации.
8. Теплоснабжение, отопление, вентиляция.
9. Описание технологической схемы нефтебазы.
10. План размещения объектов нефтебаз и их описание.
11. Литература.
12. Задание на курсовой проект.

1. Технологическая часть

1.1. Хранение нефтепродуктов

1.1.1. Нормы запаса нефтепродуктов и определение емкости резервуарного парка

Норма запаса нефтепродуктов на расчетный период определяется как сумма текущего и страхового запасов:

$$V_i = V_i^m + V_i^{cm}, \quad (1)$$

где V_i – норма запаса i -го нефтепродукта на расчетный период, m^3 ; V_i^m – текущий запас i -го нефтепродукта на расчетный период, m^3 ; V_i^{cm} – страховой запас i -го нефтепродукта на расчетный период, m^3 .

1. Нормы запаса каждой марки (сорта) нефтепродукта, независимо от функционального назначения нефтебазы, следует определять по графикам поступления и отгрузки, составленным на основании фактических данных за 2 – 3 года и включающим в себя сумму текущего и страхового запаса.

При отсутствии графиков поступления и отгрузки нефтепродуктов нормы запаса определяются по следующим формулам:

– для распределительных железнодорожных нефтебаз:

$$V_i = \frac{Q_i \cdot K_n \cdot T_u \cdot K_t}{30\rho} + V_i^{cm}, \quad (2)$$

где Q_i – среднее месячное потребление i -го нефтепродукта, т (определяется из условия помесячного равномерного потребления в течение расчетного года); K_n – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (определяется по табл. 1); T_u – транспортный цикл поставок нефтепродукта, сутки (табл. 2); $K_t = 1,1 - 1,3$ – коэффициент неравномерности подачи партий нефтепродукта (цистерн); ρ – плотность нефтепродукта, т/ m^3 ; V_i^{cm} – норма страхового запаса; 30 – среднее число суток в месяце;

– для водных (речных) перевалочных и распределительных нефтебаз, получающих или отправляющих нефтепродукты водным транспортом, в объеме среднемесячной потребности нефтепродуктов с увеличением его на 15 % для компенсации запаздывания начала поступления и преждевременного закрытия навигации:

$$V_i = 1,15 \frac{Q_i \cdot K_n}{\rho} + V_i^{cm}, \quad (3)$$

где Q_i – среднемесячная потребность i -го нефтепродукта, т; 1,15 – коэффициент, учитывающий увеличение среднемесячной потребности нефтепродуктов для компенсации запаздывания начала поступления и преждевременного закрытия навигации;

– для водных (речных) нефтебаз с поступлением нефтепродуктов только в навигационный период:

$$V_i = 1,15 \frac{Q_i^{ann}}{\rho} + V_i^{cm}, \quad (4)$$

где Q_i^{ann} – межнавигационная потребность i -го нефтепродукта, т, при завозе один раз в год – годовая потребность;

– для автомобильных нефтебаз: норму запаса следует принимать в объеме, соответствующем не менее 20-суточному потреблению среднесуточной реализации и страховому запасу от этой потребности в размерах нормы страхового запаса, принятого для предприятия, с которого будут поступать нефтепродукты;

– для трубопроводных нефтебаз:

$$V_i^{cm} = K_n \cdot K_n \frac{Q_i}{N_i} \left(1 - \frac{Q_i}{8760 \cdot q_{max}} \right), \quad (5)$$

где $K_n = 1,1$ – коэффициент неравномерности поставок нефтепродукта по трубопроводу; Q_i – объем i -го нефтепродукта, отбираемого по отводу, м³/год; N_i – годовое число циклов, с которым работает отвод; q_{max} – максимальный из возможных расходов нефтепродукта в отводе (определяется при гидравлическом расчете режимов работы трубопровода или принимается по фактическим данным), м³/час.

Для приема смеси нефтепродуктов из отвода следует дополнительно предусматривать резервуары, вместимость которых определяется согласно ВНТП.

Таблица 1

Коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов

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

ПРИМЕЧАНИЕ. Коэффициенты неравномерности потребления нефтепродуктов при проектировании должны быть учтены.

Таблица 2

Транспортный цикл поставок

Расстояние до поставщика, км	Транспортный цикл поставок, сутки	Расстояние до поставщика, км	Транспортный цикл поставок, сутки
400	7	1200	14
600	9	1600	15
800	11	2000	17
1000	13	2600	20

Нормы запаса для смешанных нефтебаз определяются как сумма запасов нефтепродуктов, поступающих различными видами транспорта.

2. Рекомендуемые нормы страхового запаса для распределительных нефтебаз в зависимости от их географического расположения и надежности транспортных связей следует принимать в процентах от текущего запаса:

– для железнодорожных и водных (речных) нефтебаз, расположенных в средних и южных областях европейской части (от южной границы до 60° с. ш.) – до 20 % среднемесячной потребности; в северных областях европейской части, Сибири, Урала, Дальнего Востока – до 50 %;

– для водных (речных) нефтебаз с поступлением нефтепродуктов только в навигационный период – до 50 % от среднемесячной потребности в межнавигационный период.

ПРИМЕЧАНИЕ. Для трубопроводных нефтебаз и нефтебаз с потребностью менее 1,0 тыс. т/год страховой запас не устанавливается.

3. Для местной реализации нефтепродукта на перевалочно-распределительных нефтебазах должна предусматриваться дополнительно отдельная группа резервуаров общей вместимостью, равной двухсуточному запасу месяца максимальной реализации. Для нефтепродуктов, поступающих на местную реализацию другими видами транспорта, норма запаса нефтепродукта определяется как для распределительных нефтебаз.

4. Расчетная вместимость (емкость) резервуарного парка (резервуара) для каждой марки (сорта) нефтепродукта определяется с учетом коэффициента использования емкости резервуара по формуле:

$$V_i^p = \frac{V_i}{\eta}, \quad (6)$$

где V_i^p – расчетная вместимость (емкость) резервуарного парка (резервуара) для i -го нефтепродукта, м³; V_i – норма запаса i -го нефтепродукта на расчетный период, м³; η – коэффициент использования емкости резервуара (табл. 3).

5. Морские перевалочные нефтебазы.

Расчетная вместимость резервуарного парка морских перевалочных нефтебаз определяется по графикам поступления и отгрузки с учетом грузоподъемности расчетного танкера или, если такие графики отсутствуют, по формуле:

$$V_i^p = \frac{K_c}{\eta \cdot \rho} \left(\frac{Q_i}{P_p} \cdot K_{cu} \cdot K_{un} \cdot K_{срп} + Q_i^{ср} \cdot \frac{m}{K_c} \right), \quad (7)$$

где K_c – коэффициент сортности. При одной марке нефтепродукта $K_c = 1$, при 2-х и 3-х – $K_c = 1,05$; η – коэффициент использования емкости резервуара (табл. 3); Q_i – грузооборот i -го нефтепродукта, т/год; P_p – норматив, учитывающий занятость причальных сооружений в году, $P_p = 365nK_{зан}$, где 365 – расчетное число рабочих дней в году; n – количество причалов; $K_{зан} = 0,45 - 0,5$ – коэффициент занятости причала; ρ – плотность нефтепродукта, т/м³; $K_{сн}$ – коэффициент неравномерности суточной отгрузки, вызываемой нерегулярностью подхода танкеров; $K_{мн}$ – коэффициент месячной неравномерности прибытия судов; $K_{сп}$ – коэффициент спроса внешней торговли; $Q_i^{сн}$ – среднесуточный объем поступления, отгрузки i -го нефтепродукта, т; m – количество нерабочих дней по метеоусловиям; $K_c = 0,8$ – коэффициент, учитывающий частичное использование емкости, предназначенной для суточной отгрузки.

Таблица 3

Коэффициент использования емкости резервуара

Емкость резервуара	Коэффициент использования емкости резервуара в зависимости от типа		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
До 5000 м ³ вкл.	0,85	0,81	0,80
от 10000 до 30000 м ³	0,88	0,84	0,83

ПРИМЕЧАНИЕ. Коэффициентом использования емкости резервуаров учтен объем резервуара, постоянно занятый под переходящим остатком (мертвый), равный 2 %, и объем резервуаров, находящихся в зачистке или ремонте – 5 %.

Величины коэффициентов, входящих в формулу (7), приведены в табл. 4. При соответствующем обосновании эти величины могут быть уточнены.

Таблица 4

Коэффициенты сортности нефтепродуктов

Порт	Новороссийск				Туапсе			
	$K_{сн}$	$K_{мн}$	$K_{сп}$	m	$K_{сн}$	$K_{мн}$	$K_{сп}$	m
Мазут	2,01	1,6	1,15	7	2,01	1,06	1,15	7
Мот. топливо	2,01	1,6	1,15	7	–	–	–	–
Дизтопливо	–	–	–	–	2,56 2,7	1,6 2,2	1,15 2,2	7
Автобензин	–	–	–	–	3,0	1,3	1,18	7
Авиабензин	–	–	–	–	–	–	–	–
Авиакеросин	–	–	–	–	–	–	–	–

Порт	Москальво				Находка			
	$K_{сн}$	$K_{шт}$	$K_{стр}$	m	$K_{сн}$	$K_{шт}$	$K_{стр}$	m
Мазут	-	-	-	-	-	-	-	-
Мот. топливо	-	-	-	-	-	-	-	-
Дизтопливо	-	-	-	-	3,0	1,4	1,2	4
Автобензин	3,0	1,4	1,2	4	3,0	1,4	1,2	4
Авиабензин	3,0	1,4	1,2	4	3,0	1,4	1,2	4
Авиакеросин	-	-	-	-	-	-	-	-

ПРИМЕЧАНИЕ. В числителе указаны коэффициенты для экспортных операций, в знаменателе – для каботажных операций.

1.1.2. Выбор резервуаров для хранения светлых и темных нефтепродуктов

1.1.2.1. Емкость и количество резервуаров в составе резервуарного парка нефтебазы должны определяться с учетом:

- коэффициента использования емкости резервуара;
- однотипности конструкции и единичной вместимости резервуаров;
- грузоподъемности железнодорожных маршрутов, отдельных цистерн, а также наливных судов, занятых на перевозках нефтепродуктов;
- необходимой оперативности нефтебазы при заданных условиях эксплуатации и возможности своевременного ремонта резервуаров;
- необходимости обеспечения не менее двух резервуаров на каждую марку нефтепродукта.

1.1.2.2. Среднее значение коэффициентов использования емкости резервуаров в зависимости от их конструкции и номинального объема следует принимать по табл. 3.

1.1.2.3. Установка одного резервуара на каждую марку (сорт) нефтепродукта допускается в следующих случаях:

- операция приема и отгрузки не совмещаются во времени;
- среднегодовой коэффициент оборачиваемости резервуара менее трех;
- резервуар используется как промежуточная (буферная) емкость, без промежуточного замера количества нефтепродукта.

1.1.2.4. Для хранения нефтепродуктов рекомендуется применять наземные и подземные металлические или железобетонные резервуары, как правило, по действующим типовым проектам (прил. 1).

1.1.2.5. Сокращение потерь от испарения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров свыше $2 \cdot 1,33 \cdot 10^4$ Па (200 мм. рт. ст.) при температуре 20° С следует предусматривать путем применения резервуара с понтонами, плавающими крышами или с газоуравнительной системой.

1.1.2.6. В качестве дополнительного показателя для ориентировочно-го определения емкости резервуарного парка нефтебазы рекомендуются среднегодовые коэффициенты оборачиваемости емкости резервуарных парков различных типов нефтебаз (табл. 5).

1.1.2.7. При проектировании технического перевооружения или реконструкции нефтебаз, в случае выявления изменений емкости резервуарных парков в проектах должны предусматриваться меры по переводу высвобождающихся резервуаров под хранение менее опасных в пожарном и экологическом отношении нефтепродуктов, либо выводу их из эксплуатации. Выводу из эксплуатации прежде всего подлежат резервуары устаревших конструкций. Проектами технического перевооружения и реконструкции нефтебаз резервуары для хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров, указанным в п. 1.1.2.5, должны быть оснащены средствами сокращения потерь от испарения нефтепродуктов (понтон, газо-уравнительная система и т.п.).

Таблица 5

Коэффициент оборачиваемости резервуаров

Тип нефтебаз	Среднегодовые коэффициенты оборачиваемости резервуаров
Морские перевалочные	не менее 30
Перевалочные (перевалочно-распределительные)	25 – 40
Распределительные, в т.ч. железнодорожные, трубопроводные	10 – 18
автомобильные	8 – 14
водные (на замерзающих реках)	2 – 4

ПРИМЕЧАНИЕ. Коэффициент оборачиваемости определяется как частное от деления годовой грузооборота на емкость резервуарного парка.

1.1.3. Выбор оборудования резервуара

1.1.3.1. К основному оборудованию резервуара относятся:

- приемо-отгрузочные устройства с запорной арматурой;
- дыхательная и предохранительная арматура;
- устройства для отбора средней пробы и подтоварной воды;
- приборы контроля, сигнализации и защиты;
- подогревательные устройства;
- противопожарное оборудование;
- хлопунки и механизмы их управления.

Оснащение резервуаров основным оборудованием и схема его расположения определяются проектом (прил. 2).

1.1.3.2. Оборудование, устанавливаемое на типовом резервуаре, должно соответствовать данному типу резервуара. Применение другого оборудования допускается при согласовании с разработчиком проекта резервуара.

1.1.3.3. Дыхательная арматура должна включать дыхательный и предохранительный клапаны, вентиляционные патрубки.

1.1.3.4. Пропускная способность дыхательной арматуры должна определяться в зависимости от максимальной подачи нефтепродукта при заполнении или опорожнении резервуара с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

Дыхательная арматура должна выбираться в зависимости от типа резервуара и хранимого нефтепродукта, при этом расход паровоздушной смеси (воздуха) через все дыхательные клапаны или вентиляционные патрубки с огнестойкими предохранителями, установленные на резервуаре, не должен превышать 85 % от их суммарной проектной пропускной способности:

- на резервуарах с понтоном для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров в соответствии с п.1.1.2.5. и температурой застывания ниже 0° С следует устанавливать вентиляционные патрубки с огнепреградителями;

- на резервуарах без понтона, предназначенных для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров более $2 \cdot 1,33 \cdot 10^4$ Па (200 мм. рт. ст.) следует устанавливать дыхательную и предохранительную арматуру с огнепреградителями;

- на резервуарах без понтона, предназначенных для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров ниже $2 \cdot 1,33 \cdot 10^4$ Па (200 мм. рт. ст.) должны устанавливаться вентиляционные патрубки с огнепреградителями.

1.1.3.4. При оснащении резервуарных парков газоуравнивающей системой запрещается объединять ею резервуары с авиационным и автомобильным, а также с этилированным и неэтилированным бензинами. В пониженной части трубопроводов ГУС должны быть установлены дренажные устройства, включающие в себя закрытые емкости (конденсаторы-сборники). Уловленные нефтепродукты должны использоваться по своему прямому назначению.

1.1.3.5. При хранении в резервуарах высоковязких нефтепродуктов для предотвращения накопления осадков следует предусматривать на днище резервуара систему размыва.

Подбор дыхательных клапанов для стальных резервуаров

Дыхательные клапаны резервуаров подбирают по пропускной способности и допуску перепаду давления.

Суммарная пропускная способность дыхательных клапанов определяется в зависимости от максимальной подачи нефтепродуктов или нефти при заполнении (или опорожнении) резервуара с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

Максимальный расход газов, проходящих через клапан, определяется при заполнении резервуара как сумма расходов:

$$Q_3 = q_1 + q_{r1} + q_{r2} + q_r, \quad (8)$$

где Q_3 – максимальный расход газов; q_3 – максимальный расход нефтепродуктов при заполнении резервуаров; q_{r1} – максимальный расход газа вследствие нагрева газового пространства от внешней среды; q_r – объем выделяющихся из нефти газов, определяемый по газовому фактору.

$$q_{r1} = \beta \Delta T V, \quad (9)$$

где β – коэффициент объемного расширения газа ($\beta = 1/273 \text{ K}^{-1}$); ΔT – скорость нагревания газового пространства (принимается равным объему резервуара). Подставив значения ΔT и β в (1), получим $q_{r1} = 4,76 \cdot 10^{-6} V$.

q_{r2} – расход газа вследствие нагрева газового пространства при закачке более нагретого нефтепродукта:

$$q_{r2} = \beta \left[\alpha F (T_n - T_g) / c \cdot RT_g / p \right], \quad (10)$$

где α – коэффициент теплообмена; F – площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре; T_n и T_g – соответственно температура нефтепродукта, закачиваемого в резервуар, и температура газового пространства; c – теплоемкость; R – удельная газовая постоянная; p – давление в газовом пространстве резервуара.

При выкачке нефтепродукта из резервуара расход поступающего через клапан атмосферного воздуха (в $\text{м}^3/\text{с}^2$) будет:

$$Q_n = q_n + q_r,$$

где q_n – производительность выкачки нефтепродукта из резервуара; q_r – дополнительный расход из-за возможного охлаждения газового пространства резервуара и частичной конденсации паров.

Величину q_t определяют по формуле (9). Наиболее интенсивно резервуар охлаждается во время ливня, поэтому для практических расчетов скорость охлаждения следует принимать $\Delta T \approx 8 - 10 \text{ } ^\circ\text{K}/\text{с}$. Подставив значения p и ΔT в (9), получим:

$$q_t = 2,9 \cdot 10^{-5} V_r.$$

По большему значению Q_3 или Q_n подбирают по каталогу клапан необходимого размера. Если требуемая пропускная способность не может быть удовлетворена одним клапаном, то подбирают несколько клапанов меньшего размера (прил. 3).

Минимальная пропускная способность аппаратуры определяется в зависимости от максимальной производительности приемо-раздаточных операций (включая аварийные условия) по следующим формулам:

– пропускная способность клапана по избыточному монотетрическому давлению, $\text{м}^3/\text{час}$:

$$Q_n = 2,71 M_1 + 0,026V;$$

– пропускная способность клапана по вакууму, $\text{м}^3/\text{час}$:

$$Q_v = M_2 + 0,22V;$$

– пропускная способность вентиляционного патрубка:

$$Q_{v.n.} = M_1 + 0,02 \text{ или } Q_{v.n.} = M_2 + 0,22V,$$

где M_1 – производительность налива продукта в резервуар, $\text{м}^3/\text{час}$; M_2 – производительность слива продукта из резервуара, $\text{м}^3/\text{час}$; V – полный объем резервуара.

Подбор предохранительного гидравлического клапана

Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на одном резервуаре, должна быть не меньше, чем дыхательных клапанов.

Предохранительный клапан настраивается на повышенное давление и пониженный вакуум на 5 – 10 % по сравнению с дыхательным. Предохранительный гидравлический клапан должен быть залит незамерзающей слабоиспаряющейся жидкостью, которая образует гидравлический затвор.

Расчет гидравлического клапана ведется на основе следующих положений:

– при работе на избыточное давление клапан должен создать гидравлический затвор высотой $h_a = p_n / \rho g$, а при работе на вакуум – затвор высотой $h_a = p_n / \rho g$;

– площади поперечных сечений газоходов, заполненных жидкостью, должны быть больше площади поперечного сечения штуцера f . Это требование объясняется необходимостью предотвращения уноса жидкости из клапана при прохождении газов через гидравлический затвор;

– глубину погружения внутреннего цилиндра h_c находят из условия, что объем жидкости в неработающем клапане над его нижним срезом должен создать гидравлические затворы на избыточное давление h_u и на вакуум h_v .

$$h = h_u h_h / h_c + h_v. \quad (11)$$

При высоких скоростях газов в кольцевых газоходах клапана жидкость уносится в виде капель, захватываемых газами, вследствие чего клапан начинает работать на пониженных h_c и h_u . Для предупреждения этого в верхней части корпуса клапана ставят каплеуловитель.

Вентиляционный патрубок устанавливают в верхней точке покрытия резервуаров, в которых хранятся горючие нефтепродукты, а также на резервуарах с понтонами, для постоянного сообщения газового пространства с атмосферой. Во избежание попадания посторонних предметов и искр внутрь резервуара поперечное сечение вентиляционных патрубков затягивают медной сеткой. Диаметр вентиляционного патрубка обычно принимают равным диаметру присоединительного трубопровода.

1.1.3.6. На складах нефти и нефтепродуктов необходимо предусматривать пожаротушение воздушно-механической пеной средней и низкой кратности.

Пожаротушение воздушно-механической пеной средней кратности предусматривается без ограничений.

Для наземных вертикальных резервуаров со стационарной крышей (кроме резервуаров, предназначенных для хранения масел и мазутов), тушение которых предусматривается передвижной пожарной техникой, допускается применять подслоный способ пожаротушения пеной низкой кратности.

Расчетные расходы раствора пенообразователя, а также воды и пенообразователя на тушение пожара следует определять исходя из интенсивности подачи раствора пенообразователя (табл. Д.1, СНБ 3.02.01-98) на 1 м^2 расчетной площади тушения и рабочей концентрации пенообразователя (табл. Д.2, СНБ 3.02.01-98).

Расчетное время тушения пожара для систем автоматического пенного пожаротушения – 10 мин, для передвижной пожарной техники – 15 мин.

Инерционность стационарных систем пожаротушения не должна превышать трех минут.

Вода для приготовления раствора пенообразователя не должна содержать примесей нефти и нефтепродуктов.

При гидравлическом расчете необходимо учитывать влияние вязкости пенообразователя на величину потерь (табл. Д.2, СНБ 3.02.01-98).

Соответствие рабочей концентрации пенообразователя в воде проверяется расчетом по формуле

$$100 \cdot Q_n / (Q - Q_n) = x + 1, \quad (12)$$

где Q_n – расход пенообразователя, л/с; Q – производительность установки, л/с; x – рабочая концентрация пенообразователя, % (табл. 2, СНБ 3.02.01-98).

Количество пеногенераторов следует принимать по расчету.

Расчетное число пеногенераторов определяется исходя из расчетного расхода раствора пенообразователя по средней производительности применяемого пеногенератора и округляется в большую сторону.

На резервуаре должно быть не менее двух пеногенераторов.

Пеногенераторы должны быть установлены равномерно по периметру резервуара. На резервуарах с плавающей крышей расстояние по периметру резервуара между пеногенераторами (пеносливками) следует принимать не более 25 м.

1.1.4. Хранение нефтепродуктов в таре

1.1.4.1. Складские здания и сооружения для хранения нефтепродуктов в таре следует проектировать в соответствии со СНиП 2.11.03-93, СНБ 3.02.01-98 и ВНТП 5-95.

1.1.4.2. Нормы запаса нефтепродуктов, подлежащих хранению в таре, определяются по формуле:

$$Q_1 = q_1 \cdot K_n + \frac{q_2 \cdot n}{260}, \quad (13)$$

где: q_1 – среднемесячный объем реализации нефтепродукта, поступающего на нефтебазу в таре, т, но не менее количества поступающего нефтепродукта в одном железнодорожном полувагоне, автомашине или прицепе; q_2 – годовое количество нефтепродукта, затариваемое на нефтебазе, т; 260 – количество рабочих дней в году; n – количество суток хранения нефтепродуктов, затаренных на нефтебазе, принимается в зависимости от транспортных и климатических условий района расположения нефтебазы от 5 до 15 суток.

1.1.4.3. В зависимости от физико-механических свойств нефтепродуктов, вида транспортной тары и климатических условий, хранение их следует предусматривать в складских помещениях или на площадках.

Хранение в таре нефтепродуктов с температурой вспышки 45 °С и ниже следует предусматривать только в помещениях, с температурой вспышки выше 45 °С – в помещениях или на площадках под навесом.

Допускается предусматривать хранение на открытых площадках нефтепродуктов с температурой вспышки выше 61 °С в металлических бочках.

При проектировании зданий и сооружений тарных складов следует руководствоваться СНиП 2.11.03-93, СНБ 3.02.01-98 и другими нормативными документами.

Хранение нефтепродуктов в деревянной таре на открытых или под навесом площадках не допускается.

При определении размеров штабелей нефтепродуктов в таре и требований к устройству площадок для тарного хранения следует руководствоваться «Правилами пожарной безопасности».

1.1.4.4. Хранение порожних металлических и деревянных бочек (бывших в употреблении и загрязненных нефтепродуктами) следует предусматривать на отдельных открытых или под навесом площадках, при этом укладка бочек в штабели допускается не более чем в четыре яруса.

1.1.4.5. Складские здания и площадки для хранения нефтепродуктов в таре должны быть оснащены средствами механизации погрузочно-разгрузочных и транспортных операций, выбор которых определяется проектом.

1.1.4.6. Длину и ширину железнодорожных и автомобильных платформ (рамп) следует определять расчетом, исходя из грузооборота и вместимости хранилища нефтепродуктов в таре, а также с учетом габаритов применяемых средств транспортной механизации.

1.1.4.7. Нефтебазы 1 – 3 классов, производящие затаривание нефтепродуктов в металлические бочки, должны оснащаться средствами (автоматизированными) по санитарной обработке бывшей в употреблении транспортной тары (очистка, пропарка, промывка, просушка, проверка на герметичность и окраска), а также оборудованием по производству мелкого и среднего ремонтов: выправление вмятин (не более 2-х) на корпусе и доньях, заварка пробоин (не более 3-х) в корпусе и доньях, угоров и продольного шва (длиной не более 15 см). Металлические бочки с дефектами, превышающими указанные, ремонту не подлежат.

1.2. Прием и отгрузка нефтепродуктов

1.2.1. Расчет числа наливных маршрутов

Число наливных маршрутов (N_n) и количество цистерн (n), принятых или отгруженных за сутки, определяются соответственно по формулам:

$$N_n = \frac{Q_i \cdot K_n \cdot K_1}{365 \cdot P_n}; \quad (14)$$

$$n = \frac{Q_i \cdot K_n \cdot K_1}{365 \cdot q_n}, \quad (15)$$

где Q_i – годовое грузооборот нефтепродукта по маркам (сортам) по приему (отгрузке) железнодорожным транспортом, т/год; P_n – вес (нетто) наливного маршрута, т (не более 2500 – 3000 т); q_n – грузоподъемность одной цистерны, т. При отсутствии данных расчетная грузоподъемность принимается равной 60 т (на воду); $K_1 = 1,1 - 1,3$ – коэффициент неравномерности подачи партий нефтепродукта (цистерн).

1.2.2. Расчет и выбор эстакады

1.2.2.1. Потребность в эстакадах при условии, что сливо-наливной фронт должен обеспечить обработку цистерн только маршрутами, определяется по формуле:

$$\Xi = \frac{N_n \cdot T_m}{24}, \quad (16)$$

где T_m – время занятия эстакады маршрутом с учетом времени на технологические операции, подачу и уборку цистерн и приготовление маршрута на станции, в часах.

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Время на подачу и уборку цистерн к железнодорожным фронтам слива и налива определяется расчетным путем, исходя из расстояния до станции и скорости передвижения состава.

$$P_n = q \cdot l \cdot (\ln - 50).$$

2. Время приготовления маршрута на станции принимается не более 25 мин для расформирования и 30 мин на формирование состава.

1.2.2.2. Для группы цистерн общей весовой нормы (брутто) менее 700 т следует предусматривать строительство одиночных устройств или односторонней эстакады, исходя из числа одновременно обрабатываемых цистерн, а для нормы более 700 т – только двухсторонней эстакады, обеспечивающей маршрутный слив-налив независимо от числа обрабатываемых цистерн.

1.2.2.3. На перевалочных нефтебазах 1 класса протяженность железнодорожной сливо-наливной эстакады для легковоспламеняющихся нефтепродуктов определяется длиной наливного маршрута полной весовой нормы (брутто), состоящего из смешанного состава большегрузных цистерн за вычетом веса прикрытия 60 т, для горючих нефтепродуктов – без вычета прикрытия.

Сливо-наливные эстакады проектируются в соответствии с СНБ 3.02.01-98.

Технические характеристики эстакады – прил. 4.

1.2.3. Определение числа сливо-наливных устройств. Описание и принцип действия

Технология приема и отгрузки нефтепродуктов должна определяться в проекте на основании вариантных технико-экономических проработок с учетом вида транспортного средства, которым доставляется нефтепродукт, его физико-химических свойств, климатических условий, интенсивности погрузочно-разгрузочных работ и грузооборота нефтебазы.

Сливо-наливные устройства для нефтепродуктов (кроме мазутов) с температурой вспышки 120 °С и ниже должны быть закрытыми. Для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и мазутов допускается предусматривать открытые сливные устройства.

В случаях необходимости слив нефтепродуктов с температурой вспышки 120 °С и ниже из неисправных цистерн допускается осуществлять через горловину цистерн (верхний слив).

Время непосредственного (без учета времени на вспомогательные операции: подсоединение и заправка сливо-наливных устройств, замер взлива, выполнение приемных анализов, открытие сливных клапанов, люков цистерн и т.п.) слива и налива маршрута или группы цистерн не должно превышать 80 мин.

Вес железнодорожных наливных маршрутов (брутто) по направлениям и состав цистерн по их грузоподъемности в маршрутах должен соответствовать унифицированным весовым нормам, согласованным с соответствующими подразделениями МПС (Министерства путей сообщения).

Допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта по трубопроводу определяется в зависимости от объемного электрического сопротивления и не должна превышать значений, указанных в табл. 6.

Величины удельных объемных электрических сопротивлений различных марок (сортов) нефтепродуктов – прил. 5, ВНТП 5-95.

Начальное заполнение цистерн нефтепродуктом следует производить со скоростью в трубопроводе не более 1 м/с до момента затопления конца загрузочной трубы на 0,4 – 0,5 м.

Таблица 6

Допустимая скорость движения нефтепродукта

Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродукта, Ом·м	Допустимая скорость движения, м/с
Не более 10 ⁹	До 5
Более 10 ⁹ при температуре вспышки паров 61 °С и выше	До 5
Более 10 ⁹ при температуре вспышки паров ниже 61 °С	По расчету согласно «Рекомендациям...» (см. прил. 15, ВНТП 5-95)

При необходимости транспортирования нефтепродуктов со скоростями большими, чем указаны в табл. 6, следует применять нейтрализаторы или релаксационные емкости.

Отдельные сливо-наливные устройства и коллекторы для каждого вида сливаемого или наливаемого нефтепродукта следует предусматривать при условии недопустимости их смешения с другими нефтепродуктами (прил. 6, ВНТП 5-95).

Устройства для слива и налива легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов, относящихся по ГОСТ 12.1.007-76 к 1 и 2 классу опасности, должны быть герметичными.

Сливо-наливные устройства для этих нефтепродуктов должны располагаться по торцам сливо-наливных фронтов в случае совместного их слива (налива) с нефтепродуктами 3 и 4 классов опасности.

Сливо-наливные операции с этилированными бензинами должны производиться по самостоятельным трубопроводам, коллекторам и сливо-наливным устройствам.

Температура нефтепродуктов, подаваемых на налив, должна быть в пределах температуры перекачки (прил. 2, ВНТП 5-95).

Трубопроводы для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны быть заземлены.

Сливо-наливные устройства для железнодорожных цистерн

Размещение сливо-наливных устройств и сооружений на железнодорожных путях нефтебазы должно соответствовать СНиП 2.1.03-93, СНБ 3.02.01-98.

К основным сооружениям сливо-наливного фронта относятся: эстакады (односторонние и двухсторонние), оборудованные наливными и сливными устройствами, грузовые, зачистные и воздушно-вакуумные кол-

лекторы, сборники, промежуточные резервуары для мазута и масел, узлы учета нефтепродуктов. Кроме того, в состав сливо-наливного фронта должны быть включены средства механизации для подъема и заправки нагревательных приборов, а также для перемещения цистерн вдоль фронта.

На нефтебазах при маршрутном сливе-наливе нефтепродукта количество сливо-наливных устройств следует принимать в зависимости от расчетного количества наливных маршрутов (табл. 7).

Налив нефтепродуктов должен осуществляться по бесшланговой системе автоматизированных устройств, оборудованных ограничителями налива, а также средствами механизации.

Таблица 7

Количество сливо-наливных устройств

N_m	Количество сливо-наливных устройств	Примечание
От 0,35 до 1 вкл.	На 1/3 маршрута	Распределительная нефтебаза
Более 1 до 3 вкл.	На 1/2 маршрута	Распределительная нефтебаза
Более 3 до 6 вкл.	На 1 маршрут	Перевалочная нефтебаза

ПРИМЕЧАНИЕ. Для горючих нефтепродуктов количество сливных устройств рассчитывается с учетом времени, требуемого для разогрева. Время на предварительный разогрев и слив вязких и застывающих нефтепродуктов рекомендуется принимать в зависимости от вязкости или температуры застывания, но не более величин, указанных в прил. 2 ВНТП 5-95.

Системы наливных устройств и коллекторов следует разрабатывать с учетом обеспечения полного освобождения их от нефтепродукта.

Система налива высоковязких нефтепродуктов (вязкость более $160 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) в железнодорожные цистерны должна предусматривать техническую возможность циркуляции нефтепродукта по трубопроводам (коллекторам эстакады) и прокачки маловязким (вязкость не более $40 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) не застывающим продуктом всех трубопроводов.

На нефтебазах с грузооборотом не менее 50 тыс т/г должны быть предусмотрены наливные устройства, рассчитанные на налив отработанных нефтепродуктов в одиночные цистерны.

Допускается использовать самотечный слив в промежуточные заглубленные резервуары с одновременной откачкой нефтепродукта из них в наземные резервуары.

Промежуточный резервуар должен быть рассчитан на 75 % суммарной емкости одновременно сливаемых цистерн. Производительность откачки из этих резервуаров должна составлять не менее 50 % производительности их заполнения. При этом резервуар должен иметь защиту от перелива.

Промежуточный резервуар (кроме сливных емкостей для мазутов) не допускается размещать под железнодорожными путями.

Для удаления нефтепродукта из неисправных систем следует предусматривать отдельно расположенные устройства верхнего и нижнего слива, а при соответствующем обосновании – коллекторы, обеспечивающие раздельный сбор сливаемых нефтепродуктов. Допускается устанавливать сливные устройства непосредственно на сливо-наливных эстакадах, а сливные устройства для верхнего слива – оборудовать резиноканевыми рукавами.

Технологический шаг сливо-наливных устройств в пределах одной сливо-наливной эстакады или одиночного фронта слива-налива определяется проектом в зависимости от конструкции этих устройств и типа цистерн в железнодорожном маршруте и должен обеспечивать слив (налив) без расцепки вагонов. Габариты приближения сливо-наливных устройств и их размеры должны учитывать возможность подачи цистерн максимальной грузоподъемности для данного пункта.

Железнодорожные эстакады для налива авиационных масел, топлив для реактивных двигателей и авиационных бензинов должны быть оборудованы навесами или крышами.

Допускается не устанавливать навесы и крыши в случаях, если эстакады оборудованы наливными устройствами, исключающими попадание в цистерну атмосферных осадков и пыли во время операции налива.

В целях сокращения потерь от испарения, снижения электризации и уменьшения пенообразования при наливке нефтепродуктов длина нижнего звена наливного устройства должна обеспечивать опускание его конца в цистерну на расстояние не более 200 мм от нижней образующей котла.

Коллекторы на наливных эстакадах следует располагать подземно или на строительных конструкциях эстакады, при этом должна предусматриваться компенсация от температурных деформаций. Допускается прокладка коллекторов на собственных строительных конструкциях.

Сливо-наливные устройства, устанавливаемые на сливных и наливных коллекторах, следует оснащать задвижками с ручным приводом.

Эстакады для операций с маршрутами должны проектироваться для слива или налива не более 4-х групп нефтепродуктов. При этом к одной группе может быть отнесено несколько марок (сортов) нефтепродуктов, перекачка которых может производиться по одному и тому же коллектору.

При проектировании групповых или одиночных сливо-наливных устройств количество групп нефтепродуктов определяется проектом.

Сливо-наливные устройства для автомобильных цистерн

Для налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны на нефтебазах должны применяться специальные, в том числе автоматизированные, устройства верхнего или нижнего налива, оборудованные насосными агрегатами, пультом дистанционного управления, устройствами для задачи дозы отпускаемого нефтепродукта, предотвращения перелива, герметизации цистерн, а также автоматическими системами измерения количества нефтепродуктов в единицах массы (объема) и оформления товарных документов.

Наливные устройства для налива легковоспламеняющихся и маловязких горючих жидкостей должны быть оборудованы центробежными, а для налива масел и других горючих жидкостей – роторными насосами.

Для уменьшения гидравлических ударов, обеспечения безопасных скоростей перекачки и точности учета наливные устройства следует оснащать оборудованием, обеспечивающим подачу нефтепродукта в начальной и завершающей фазе налива в количестве не более $30 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Наливные устройства следует располагать на отдельных рабочих местах (островках), объединенных по группам нефтепродуктов в наливные станции. В зависимости от типа прибывающих автомобильных цистерн и объема отгрузки отдельных марок (сортов) нефтепродукта рабочие места должны обеспечивать налив как одиночных цистерн, так и автопоездов.

Слив нефтепродуктов из автоцистерн должен производиться на отдельных площадках, оборудованных узлами учета.

Управление наливом должно быть дистанционным, из операторной и по месту.

Расчетное количество наливных устройств станции налива следует определять для каждой марки (сорта) нефтепродуктов по формуле:

$$n = \frac{Q_i \cdot K_n}{q \cdot K \cdot \tau \cdot \rho}, \quad (17)$$

где Q_i – среднее суточное потребление нефтепродукта, т; q – расчетная производительность наливных устройств; τ – количество часов работы наливных устройств в сутки; ρ – плотность нефтепродукта, т/м³.

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

- для нефтепродуктов с вязкостью до $60 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – $40 - 100 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- для нефтепродуктов с вязкостью от $60 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ до $600 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – $30 - 60 \text{ м}^3/\text{ч}$.

ПРИМЕЧАНИЕ. При самотечном наливе указанные производительности могут быть уменьшены на 25 – 30 %.

Количество отпускаемого нефтепродукта следует определять взвешиванием на автовесах или при помощи счетчиков жидкости. Грузоподъемность весов должна обеспечивать взвешивание всех типов прибывающих на нефтебазу автоцистерн.

Соединительные трубопроводы от раздаточных резервуаров до наливных устройств должны приниматься отдельными для каждой марки (сорта) нефтепродукта, отгружаемого в автотранспорт. Последовательная перекачка по ним не допускается.

На нефтебазах 1-5 классов процессы налива и учета должны быть автоматизированы (прил. 11, ВНТП 5-95).

На нефтебазах 1-2 классов, при соответствующем обосновании, дополнительно может применяться система «АСУ-налива» с использованием кредитной системы.

Измерение массы нефтепродуктов, подача данных на цифровую печать и оформление документов должны осуществляться автоматически с погрешностью, соответствующей требованиям ГОСТ 26976-86.

На нефтебазах 4 и 5 классов допускается применение установок с местным управлением в случаях, когда загрузка наливного устройства составляет не более 60 % от его номинальной производительности или при экономической целесообразности применения автоматизированных систем и дистанционного управления наливом.

Перед въездом на нефтебазу (станцию налива) должна предусматриваться площадка для автотранспорта, обеспечивающая стоянку не менее 30 % от общего количества работающих в одной смене автомобилей.

1.3. Гидравлический расчет

Цель гидравлического расчета трубопроводных коммуникаций слива нефтепродуктов – определение диаметров трубопроводов, при которых будут обеспечены нормальная работа насосов с заданным расчетным расходом, безопасность эксплуатации и нормативные сроки слива нефтепродуктов.

Гидравлическим расчетам сливных коммуникаций должны предшествовать следующие работы: выбор и обоснование времени слива; разработка технологической схемы; расстановка технологической арматуры; определение основных высотных отметок; определение расчетного расхода, рабочего давления и вязкости нефтепродукта при минимальной рабочей температуре.

1.3.1. Определение времени слива нефтепродуктов из транспортных емкостей

Необходимость определения времени опорожнения цистерн характеризуется неустановившимся течением нефтепродукта в сливной коммуникации вследствие изменения во времени уровня нефтепродукта в цистерне, а, следовательно, и напора, под действием которого происходит истечение нефтепродукта.

Определение времени слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн

Слив нефтепродуктов через короткий патрубок

При сливе нефтепродуктов самотеком через сливной прибор железнодорожной цистерны в межрельсовый коллектор можно принять $h = 0$ и $p_1 = p_2 = P_a$ – атмосферному давлению, т.к. имеется «открытый» слив в межрельсовый коллектор или лоток; для определения времени полного слива необходимо принять $z_{кр.} = 0$.

$$\tau_n = \frac{4}{3} \cdot \frac{LD\sqrt{D}}{\mu_0 f \sqrt{2g}}, \quad (18)$$

где L – длина, м; D – диаметр котла цистерны, м; f – площадь сечения сливного прибора, м; μ_0 – коэффициент расхода сливного прибора цистерны.

Для универсального сливного прибора ($d = 0,2$ м и $h = 0,56$ м) в интервале изменения кинематической вязкости сливаемых нефтепродуктов от $1 \cdot 10^{-4}$ до $653 \cdot 10^{-4}$ м²/с коэффициент расхода определяется по формуле:

$$\mu_0 = \frac{1}{238v + 1,29}, \quad (19)$$

где v – вязкость нефтепродукта, м²/с.

Слив нефтепродукта через длинный патрубок

При сливе нефтепродуктов самотеком через специальные устройства нижнего слива в безнапорные коллекторы или в приемный патрубок без учета изменения в них уровня нефтепродукта можно принять $p_1 = p_2$, тогда

$$\tau = \frac{4L\sqrt{D}}{3\mu_c f \sqrt{2g}} \varphi\left(\frac{h}{D}\right), \quad (20)$$

где μ_c – коэффициент расхода сливного устройства.

Функция равна $\varphi\left(\frac{h}{D}\right) = \sqrt{\frac{D+h}{D} \left[\left(\frac{2h}{D} + 1\right) E(k) - \frac{2h}{D} K(k) \right]}$, или нахо-

дим по графику определения функции в зависимости от отношения h/D (Едигаров С.Г. «Проектирование и эксплуатация нефтебаз»). Здесь k – мо-

дуль эллиптических интегралов, $k = \sqrt{\frac{D}{D+h}}$.

Для сливного устройства, имеющего $d = 0,15$ м и $h = 1,16$ м, при изменении вязкости в интервале от $1 \cdot 10^{-4}$ до $70 \cdot 10^{-4}$ м²/с, при $p_1 = p_2$

$$\mu_c = \frac{1}{2200v + 3,78}. \quad (21)$$

Из расчетов следует, что время самотечного слива через специальный трубопровод τ будет меньше времени слива через короткий патрубок τ_0 в том случае, когда при увеличении дополнительного напора h потери напора на трение за счет возрастания длины сливной коммуникации будут меньше.

Слив нефтепродуктов из автомобильных цистерн

По форме сечения автомобильные цистерны подразделяются на три типа: круглые, эллиптические и прямоугольные (квадратные). Наибольшее распространение получили цистерны эллиптического сечения.

Если истечение происходит через короткий патрубок, для которого $(h/d) \leq 3$, $\varphi(h/B) \approx 1$, тогда

$$\tau_0 = \frac{4}{3} \cdot \frac{LA\sqrt{B}}{\mu f \sqrt{2g}}, \quad (22)$$

где A и B – большая и малая оси эллипса; L – длина цистерны, м; μ – коэффициент расхода сливного устройства; слив маловязких нефтепродуктов, перевозимых в автомобильных цистернах, происходит при турбулентном режиме, это позволяет принять $\mu = const$.

Расчет пропускной способности безнапорных трубопроводов круглого сечения

При герметизированном нижнем сливе коллектор укладывают параллельно железнодорожному пути на расстоянии не менее 1,8 м от оси пути. При самотечном сливе эти коллекторы представляют собой безнапорные трубопроводы круглого сечения.

В случае ламинарного режима течения вязкого нефтепродукта в цилиндрической трубе со свободной поверхностью расход может быть найден на основании интегрирования уравнений Навье-Стокса с использованием би-полярных координат. Расход нефтепродукта в соответствии с полученным решением определяем по формуле:

$$Q_k = \frac{\pi g R^4 i_c}{8\nu} \varphi(\varepsilon), \quad (23)$$

где ε – степень заполнения трубы.

Функция $\varphi(\varepsilon)$ представляет собой отношение расхода при неполном заполнении Q_k к расходу при полном заполнении сечения трубы и определяет влияние степени заполнения трубы на расход, при полностью заполненном сечении $\varepsilon=1$ и $\varphi(\varepsilon)=1$.

Расход при сливе одной цистерны определяют:

$$q = \mu f \sqrt{2gz}. \quad (24)$$

Расход для коллекторов рассчитывают для нескольких цистерн или целого маршрута. При этом Q_p определяют с учетом неодновременности начала слива из различных цистерн. Время запаздывания Δt складывается из времени, затрачиваемого на подготовительные операции – открытие люка цистерны и подключение сливного трубопровода. Расход из первой цистерны при нижнем сливе нефтепродукта самотеком, откуда только начался слив, равен

$$q_1 = \mu f \sqrt{2gD_H}. \quad (25)$$

Если из второй цистерны слив начался раньше на Δt , то

$$q_2 = q_1 \sqrt{1 - \left(\frac{\Delta t}{\tau_0}\right)^{2,3}}. \quad (26)$$

Расход из третьей цистерны, сливающейся в течение времени $2\Delta t$, будет еще меньше и составит

$$q_3 = q_1 \sqrt{1 - \left(\frac{2\Delta t}{\tau_0}\right)^2}. \quad (27)$$

Расход из i -ой цистерны, слив которой начался раньше на $i\Delta t$, будет

$$q_i = \mu g \sqrt{2gD_n} \sqrt{1 - \left[(i-1) \frac{\Delta\tau}{\tau_0} \right]^{2/3}} \quad (28)$$

Число сливаемых цистерн n может не равняться числу цистерн в маршруте N , поданных под слив. При этом n находится из условия:

$$n \frac{\Delta\tau}{a} = \tau_0, \text{ отсюда } n = a \frac{\tau_0}{\Delta\tau},$$

где $n = 1, 2, \dots, N$; a – число цистерн, одновременно обрабатываемых бригадой сливщиков, для расчетов принимаем одного сливщика; $\frac{\tau_0}{\Delta\tau}$ – округлять в большую сторону до целого значения.

Расчетный расход в коллекторе равен сумме расходов из n цистерн:

$$Q_k = a \sum_{i=1}^{n+a} q_i = Q_p \quad (29)$$

Таким образом, гидравлический расчет коллекторов сводится к нахождению размеров их поперечного сечения при известном расходе Q_p и заданном уклоне i_c , чтобы выполнялось условие $Q_p = Q_k$. Обычно i_c принимают в пределах 0,005 – 0,01.

Из формулы (23) находим радиус коллектора R_k .

По известному радиусу определим диаметр коллектора $d_k = 2R_k$.

При данном d_k необходимо рассчитать скорость движения нефтепродукта по трубопроводу v . Она не должна превышать допустимую скорость истечения и движения жидкости в зависимости от объемного электрического сопротивления по ВНТП 5-95.

Либо по ВНТП 5-95 принимаем скорость движения жидкости по коллектору v и диаметр коллектора находим по формуле

$$d_k = \sqrt{\frac{4Q_k}{\pi v}}, \quad (30)$$

где Q_k – расход в коллекторе, м³/с; v – допустимая скорость движения нефтепродукта, м/с.

Полученное значение d_k округляем до ближайшего стандартного размера и производим перерасчет скорости движения нефтепродукта по коллектору при стандартном диаметре d_k .

Расчет пропускной способности отводной трубы

Пропускную способность отводной трубы при подключении к середине сливного коллектора рассчитывают по удвоенному расходу в коллекторе:

$$Q_{om} = 2Q_k. \quad (31)$$

По ВНТП 5-95 принимаем скорость движения нефтепродукта по трубопроводу и рассчитываем диаметр отводной трубы:

$$d_{om} = \sqrt{\frac{4Q_{om}}{\pi g}}.$$

Полученное значение d_{om} округляем до ближайшего стандартного размера и производим перерасчет скорости движения нефтепродукта по коллектору при стандартном диаметре d_{om} .

Произведем суммарный расчет потерь в коммуникациях:

$$H = \sum h_r + \sum h_z + \Delta Z, \quad (32)$$

где h_r – суммарные потери напора на трение, м; h_z – суммарные потери напора в местных сопротивлениях, м; потери в местных сопротивлениях принимаем равными 10 % от потерь по длине; ΔZ – разность отметок, равная высоте вслива нефтепродукта в резервуаре, м; ΔZ принимаем равным высоте резервуара, с учетом, что цистерна и резервуар расположены на одном уровне.

Потери на трение находим по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_r = \lambda \frac{L g^2}{d 2g}, \quad (33)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения; L – длина трубопровода, м.

Величина λ зависит от режима течения жидкости, характеризуемого критерием Рейнольдса (Re) и эквивалентной абсолютной шероховатостью k_n .

$$Re = \frac{gd}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d g}. \quad (34)$$

При $Re \leq 2000$ течение нефтепродукта происходит при ламинарном режиме, и величину λ для круглых труб определяют по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (35)$$

При $2320 \leq Re \leq 10^4$ режим «переходный турбулентный», величину λ определяют по формуле Френкеля:

$$\lambda = \frac{2,7}{Re^{0,51}} \text{ или по формуле } \lambda = \frac{64}{Re}(1-\gamma) + \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \cdot \gamma,$$

где γ – коэффициент перемежаемости, $\gamma = 1 - e^{-0,2(Re-2320)}$.

При относительно небольших числах Re ($10^4 \leq Re \leq \frac{27}{\varepsilon^{1,143}}$ – зона гидравлически гладких труб) величину λ определяют по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (36)$$

При $\frac{27}{\varepsilon^{1,143}} \leq Re \leq \frac{500}{\varepsilon}$ (зона смешанного трения) величину λ определяют по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{k_s}{d} \right). \quad (37)$$

При $Re \geq \frac{500}{\varepsilon}$ (зона квадратичного сопротивления) величину λ определяют по формуле Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_s}{d} \right)^{0,25}. \quad (38)$$

1.3.2. Подбор насосного оборудования

При известной подаче Q_n определяют необходимый напор насоса H_n :

$$H_n = h_{z_{\text{вс}}} + h_{z_{\text{наг}}} + \sum h_{\text{л}} \pm \Delta z + \frac{P_{\text{пот}} - P_{\text{наг}}}{g\rho}, \quad (39)$$

где $h_{z_{\text{вс}}}$, $h_{z_{\text{наг}}}$ – потери напора во всасывающем и нагнетательном трубопроводах при известной подаче; $h_{\text{л}}$ – суммарные потери на местное сопротивление; Δz – расчетная разность геодезических отметок трассы трубопровода.

По известным Q_n и H_n по каталогу подбирают насос. В большинстве случаев предпочтение отдают центробежным насосам.

Насос подбирают по условию, что его номинальная подача и напор не ниже требуемых. Поскольку требуемые и фактические значения подачи и напора в большинстве случаев не совпадают, то для определения фактических значений подачи Q_p и напора H_p , а также для определения рабочего диапазона подач (по максимальному кпд) строят совмещенную характеристику $Q - H$ насоса и трубопровода. При этом характеристику насоса берут из каталога или из его технического описания, а характеристику трубопровода строят по формуле (39) при разных значениях пропускной способности Q в диапазоне $0 \leq Q \leq Q_{\max}$.

При правильном выборе насоса фактическое значение кпд должно быть близким к его максимальному значению, а рабочий диапазон подач находится в зоне наибольших значений кпд.

Характеристики центробежных насосов в каталоге или в техническом паспорте обычно даются в расчете на перекачку воды.

При вязкости перекачиваемого нефтепродукта свыше $0,5 \text{ см}^2/\text{с}$ «водяные» характеристики центробежного насоса следует пересчитать на перекачиваемый нефтепродукт с помощью поправочных коэффициентов по соотношениям:

$$Q_n = k_1 Q_w; H_n = k_2 H_w; \eta_n = k_3 \eta_w, \quad (40)$$

где k_1, k_2, k_3 – коэффициенты, зависящие от числа Рейнольдса насоса (определяются по табл. 4.6: С.Г. Едигаров «Проектирование и эксплуатация нефтебаз»).

$$\text{Re}_{\text{нп}} = \frac{Q}{2\nu\sqrt{0,9Db}}, \quad (41)$$

где Q – подача насоса; ν – кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости; D – внешний диаметр рабочего колеса; b – ширина лопатки колеса на внешнем диаметре.

Необходимо также проверить условия всасывания центробежного насоса.

Максимально допустимое превышение оси насоса над уровнем нефтепродукта в резервуаре H_s определяют по формуле:

$$H_s = \frac{p_a}{\rho g} - \frac{p_s}{\rho g} \Delta h_{\text{доп}} - h_{\text{ос}}, \quad (42)$$

где p_a – абсолютное давление в резервуаре над уровнем нефтепродукта при температуре перекачки; p_s – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре перекачки; $\Delta h_{\text{доп}}$ – допустимый кавитационный запас насоса.

Допустимый кавитационный запас – это минимальный избыток удельной энергии жидкости на входе в насос над давлением насыщенных паров, обеспечивающих нормальную работу насоса.

Кавитационный запас Δh определяется из соотношения:

$$\Delta h = \frac{P_n}{\rho g} - \frac{v^2}{2g} - \frac{P_c}{\rho g}, \quad (43)$$

где P_n – давление во всасывающем патрубке насоса; P_c – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре перекачки; v – скорость потока во входном патрубке насоса.

Допускаемый кавитационный запас определяют по результатам испытаний в зависимости от величины критического кавитационного запаса $\Delta h_{кр}$ по формуле:

$$\Delta h_{дпт} = (1,3 - 1,5) \Delta h_{кр}. \quad (44)$$

При этом $\Delta h_{кр}$ соответствует падению напора на 2 % на кавитационной характеристике насоса.

На гидравлической характеристике насоса обычно приводят график $\Delta h_{кр}(Q)$ и $\Delta h_{дпт}(Q)$. Отрицательные значения H , указывают на необходимость обеспечить на входе в насос подпор, численно равный этой величине.

Нефтебазы обычно имеют сложную систему трубопроводов, и один или несколько насосов могут одновременно обслуживать несколько трубопроводов и резервуаров.

2. Подогрев нефтепродуктов

Многие нефтепродукты при охлаждении теряют текучесть, а некоторые даже переходят в твердое состояние. Значительное возрастание вязкости нефтепродуктов при охлаждении объясняется содержанием в них высокомолекулярных тяжелых углеводородов.

Подогрев существенно изменяет физико-техническую характеристику нефтепродуктов. В результате подогрева нефтепродукт расширяется, уменьшаются силы внутреннего трения и увеличивается его подвижность.

Подогрев нефтепродуктов при хранении

Трубчатые подогреватели в резервуарах применяют двух типов – змеевиковые и секционные. Такие подогреватели представляют собой систему из тонкостенных сварных труб, уложенных на дне резервуара в виде змейки или в виде отдельных секций. Теплоноситель, проходя по системе труб, отдает тепло через стенки, не соприкасаясь с нефтепродуктом. Трубчатыми подогревателями разогревают все нефтепродукты – это наиболее распространенный метод подогрева в емкостях.

Расчет трубчатых подогревателей

При известном значении суммарного количества тепла, сообщаемого подогревателем нефтепродукту,

$$Q = q_1 + q_2 + q_3, \quad (45)$$

Поверхность нагрева трубчатых подогревателей f находят из формулы:

$$f = \frac{Q}{k Q_{m-n} \tau}, \quad (46)$$

где k - полный коэффициент теплопередачи от теплоносителя к нефтепродукту, определяемый по формуле:

$$\frac{1}{k d_1} = \frac{1}{\alpha_1 d_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\ln \frac{d_{i+1}}{d_i}}{2 \lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2 d_{n+1}}, \quad (47)$$

где α_1 - внутренний коэффициент теплоотдачи от нефтепродукта (теплоносителя) к стенке; α_2 - внешний коэффициент теплоотдачи от стенки в окружающую среду (к нефтепродукту); d_n, d_{i+1} - внутренний и внешний диаметр i -го слоя (трубопровода, загрязнений, изоляции); λ_i - коэффициент теплопроводности i -го слоя; d_1 - внутренний диаметр паропровода.

При использовании в качестве теплоносителя насыщенного пара средний коэффициент теплоотдачи α_1 при скорости течения пара $v \leq 10$ м/с определяют по формуле:

$$Nu = 0,72 Ga_s^{0,25} k_s^{0,25} Pr_s^{0,25} (Pr_s / Pr_n)^{0,25}, \quad (48)$$

в которой индекс «s» означает, что параметры взяты при температуре насыщения, а индекс «n» - при температуре пара. Здесь $Ga = \rho d^3 / \nu_n^2$ - критерий Галилея, характеризующий свободное течение и соотношение силы молекулярного трения и силы тяжести, где ν_n - кинематическая вязкость пара при температуре его насыщения t_m ;

$$k_s = \frac{r}{c(t_{ns} - t_{cm})}, \quad (49)$$

где r - скрытая теплота парообразования; t_{cm} - температура стенки паропровода.

При турбулентном режиме течения пара внутренний коэффициент теплоотдачи теплообменников изменяется в широких пределах

$[\alpha_1 = 3000 - 15000 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С})]$ и значительно превышает α_2 , поэтому при расчете k можно пренебречь слагаемым $\frac{1}{\alpha_1 d_1}$.

Коэффициент α_2 при свободной конвекции обогреваемого нефтепродукта для горизонтальных труб определяют по формуле (при $10^3 \leq Gr \cdot Pr \leq 10^8$):

$$Nu_2 = 0,5(Gr \cdot Pr)^{0,25} \left(\frac{Pr}{Pr_m} \right)^{0,25}, \quad (50)$$

а при вынужденной конвекции:

$$Nu_2 A Re^n Pr^m Gr^f \left[\frac{Pr}{Pr_m} \right]^{0,25}, \quad (51)$$

где A, n, m, f – коэффициенты, принимаемые в зависимости от режима течения и направления потока (табл. 7.6, «Проектирование и эксплуатация нефтебаз»).

Термическое сопротивление загрязнений, образующихся на стенках трубчатого подогревателя, $\delta_i / \lambda, [(Вт / \text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С})^{-1}]$, ориентировочно равно: 0,00038 – для обработанной воды; 0,00009 – для водяного пара; 0,00053 – для сырой нефти; 0,00035 – для воздуха; 0,00088 – для масла; 0,00045 – для светлых нефтепродуктов; 0,0013 – для мазута; 0,0034 – для керосина; 0,00052 – для нефтяных паров; 0,0018 – для выхлопных газов в дизеле.

Среднюю разность температур $\theta_{\text{т.н}}$ между теплоносителем и нефтепродуктом рассчитывают по формуле:

$$\theta_{\text{т.н}} = \frac{(t_u^m - t_u^n) - (t_k^m - t_k^n)}{\ln \frac{(t_u^m - t_u^n)}{(t_k^m - t_k^n)}}, \quad (52)$$

где $(t_u^m - t_u^n)$ – разность начальной и конечной температур теплоносителя; $(t_k^m - t_k^n)$ – разность начальной и конечной температур нефтепродукта.

Зная площадь подогревателя и задавая диаметр, можно определить полную длину трубы подогревателя:

$$l = \frac{f}{\pi d}.$$

При конструировании трубчатых подогревателей следует иметь в виду, что по мере отдачи тепла теплоемкость пара падает и происходит час-

тичная его конденсация. Это обстоятельство приводит к резкому увеличению гидравлических потерь в трубах подогревателя. Поэтому рассчитанная длина подогревателя должна быть меньше предельно допустимой $l_{пр}$, полученной в результате совместного решения уравнений теплопередачи и гидравлических сопротивлений.

$$l_{пр} = \frac{d_1}{2} \sqrt{\frac{c(p_1^3 - p_2^3)}{\lambda_{v,г} n^2 m} \left[\frac{i_n - i_k}{k\Theta_{m-n}} \right]^2}, \quad (53)$$

где c – коэффициент, равный 0,00005 1/м; p_1 и p_2 – давление пара на входе и выходе подогревателя; $\lambda_{v,г}$ – коэффициент гидравлического трения паровоздушной смеси; i_p и i_k – среднее теплосодержание пара и конденсата; k – коэффициент теплопередачи от пара к нефтепродукту; n_m – число параллельных труб секционного подогревателя, из которых составляют секцию для змеевикового подогревателя ($n_m = 1$).

Если $l > l_{пр}$, то конструкцию подогревателей выполняют из нескольких параллельно включенных секций. Тогда число секций

$$n_s = \frac{l}{l_{пр}}. \quad (54)$$

Массовый расход пара на подогрев

$$G = \frac{Q}{i_n - i_k}. \quad (55)$$

3. Отработанные нефтепродукты.

4. Мероприятия по охране окружающей среды. Автоматизация, контроль и управление технологическими процессами.

5. Связь и сигнализация.

6. Электрохимическая защита.

7. Требования к системам водоснабжения и канализации.

8. Теплоснабжение, отопление, вентиляция.

9. Описание технологической схемы нефтебазы.

10. План размещения объектов нефтебаз и их описание.

Вышеназванные разделы студент разрабатывает самостоятельно в соответствии с нормативными документами ВНТП-5-95, СНиП 3.02.01-98.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение I

Номинальные объемы и основные параметры применяемых
стальных резервуаров

Таблица П.1.1

Вертикальные резервуары

Номинальный объем, м ³	Основные параметры резервуаров			
	со стационарной крышей		с плавающей крышей	
	диаметр, d	высота, H	диаметр, d	высота, H
100	4,7	6,0	-	-
200	6,6	6,0	-	-
300	7,6	7,5	-	-
400	8,5	7,5	-	-
700	10,4	9,0	-	-
1000	10,4	12,0	12,3	9,0
2000	15,2	12,0	15,2	12,0
3000	19,0	12,0	19,0	12,0
5000	21,0	15,0	22,8	12,0
10000	28,5	18,0	28,5	18,0
20000	40,0	18,0	40,0	18,0
30000	45,6	18,0	45,6	18,0
40000	56,9	18,0	56,9	18,0
50000	60,7	18,0	60,7	18,0
100000	-	-	85,3	18,0
120000	-	-	92,3	18,0

Примечание. В сырьевых резервуарных парках центральных пунктов сбора (ЦПС) нефтяных месторождений при технико-экономическом обосновании допускается применение резервуаров объемом 10000м³, диаметром 34,2 м, высотой 12 м.

Таблица П.1.2

Горизонтальные резервуары

Номинальный объем, м ³	Основные параметры, м		
	диаметр, d	Длина L при днище	
		плоском	коническом
3	1,4	2,0	-
5	1,9	2,0	-
10	2,2	2,8	3,3
25	2,8	4,3	4,8
50	2,9	9,0	9,6
75	3,2	9,0	9,7
100	3,2	12,0	12,7
500	6,0	18,0	-
1000	6,0	35,8	-

Приложение 2

Таблица П.2

Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре			
	РВС	РВСП	РВСПК	ЖБР
1	2	3	4	5
Дыхательный клапан	+			-
Предохранительный клапан	+			+
Вентиляционный патрубок		+	+	
Огневой предохранитель	+	+	+	+
Приемо-раздаточное устройство				+
Приемо-раздаточный патрубок*	+	+	+	
Пеногенератор	+	+	+	
Система подслонного пеногашения	+	-	-	+
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	+	+	+	-
Проболтборник	+	+	+	+
Водоспуск с плавающей крыши			-	
Система орошения резервуара	+	+	-	
Кран сифонный	+	+	+	
Система размыва осадка	+	+	-	-
Погружной насос (для откачки остатков нефти и подтоварной воды)				+
Люки	+	+	+	+
Уровнемер	+	+	+	+
Приборы контроля, сигнализации, защиты	+	+	+	+

*Приемо-раздаточный патрубок с хлопушей на РВС следует заменить приемо-раздаточным устройством с поворотной заслонкой.

Приложение 3

Таблица П.3

Технические характеристики дыхательной аппаратуры
и огневых предохранителей

Шифр	Наименование	Назначение	Д,	Пропускная способность, м ³ /ч	Давление рабочее, мм рт. ст.
1	2	3	4	5	6
НДКМ-100	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	100	200	160
НДКМ-150	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	150	500	160
НДКМ-200	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	200	900	160
НДКМ-250	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	250	1500	160
НДКМ-350	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	350	3000 5000	200
КПГ 150	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ	150	500 900	200 - 120
КПГ 200	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ	200	900 - 1300	200 - 120
КПГ 250	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ	250	1500 - 2700	200 - 120
КПГ 350	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ	350	2700 - 5000	200 - 120

Окончание табл. П.3

1	2	3	4	5	6
ОП-50	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	50	25	
ОП-100	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	100	100	
ОП-150	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	150	215	
ОП-200	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	200	380	
ОП-250	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	250	600	
ОП-350	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	350	900	
ОП-350	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	5000	до 2200	

Приложение 4

Таблица П.4.1

Основные данные эстакад для налива в железнодорожные цистерны

Показатели	НС-2	НС-3	НС-4	НС-5	НС-6	НС-7	НС-8	НС-9	НС-10
Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324	360
Число средних звеньев	-	1	2	3	4	5	6	7	8
Число стоек:									
- при 3-х коллекторах	34	52	70	88	106	124	142	160	178
- при 4-х коллекторах	44	68	92	116	140	164	188	212	236
Число четырехосных цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	800	1170	1540	1910	2280	2650	3010	3380	3750

Таблица П.4.2

Основные данные эстакад для слива и налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны

Показатели	КС-2	КС-3	КС-4	КС-5	КС-6	КС-7	КС-8	КС-9	КС-10
Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324	360
Число средних звеньев	-	1	2	3	4	5	6	7	8
Число одновременно сливаемых (наливаемых) цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	880	1290	1700	2100	2520	2920	3320	3740	4140
Объем маршрута, м ³	720	1080	1480	1800	2160	2520	2880	3240	3600

Задание для курсового проектирования

Исходные данные	Варианты заданий						
	1	2	3	4	5	6	7
Назначение нефтебаз	Распределительная ж/д с местной реализацией в/л	Распределительная, ж/д	Распределительная, грубопроводная	Распределительная, ж/д	Распределительная, ж/д	Распределительная, автомобильные	Распределительная, ж/д
Общий грузооборот, тыс. т/год	230	180	350	280	225	78	160
Номенклатура хранимых нефтепродуктов, грузооборот, тыс. т/год							
Топливо	Аи-95-40 Аи-93-35 Дл-50 Топочный мазут 40-30	Аи-95-5 Аи-93-10 А-76-20 Дл-20 Топочный мазут 40-25	Аи-95-50 Аи-92-50 А-76-50 Дл-50 Дз-50 Дз-50 Топочный мазут 40-50	А-76-20 Аи-92-15 Аи-95-15 Б 95/13-20 Дл-10 Топочный мазут 40-60	А-76-10 Аи-92-30 Дл-50 Топочный мазут 40-30	А-76-5 Дл-30 Аи-92-10 Топочный мазут 40-10	Аи-95-40 А-76-10 Аи-92-5 Дл-10 Ф-5-10 Топочный Мазут 40-25
Масло	КС-19-15 ТАД-17-20 М10Г-К-20	М8В ₁ -5 И-Г-А-32-5		М8В ₁ -10 М6/10В-5 И-Г-А-46-15 Т ₂₂ -10 КС-19-10	КС-19-20 Т ₂₂ -5 И-Г-А-46-15	М6/10 В-10	ТАД17-5 КС-19-10
Смазка	20	30	-	10	5	10	10
Битум	-	60	-	80	60	3	15
Расстояние до поставщика, км	400	600	400	800	1000	100	400
Характеристика района потребления	С/х районы	Промышленные районы	Промышленные города	Промышленность потребляет 80 %	Промышленность потребляет 80 %	С/х районы	Промышленность потребляет 70 %
Средняя максимальная / минимальная температура	+22/-15	+25/-10	+20/-35	+18/-10	+20/-15	+25/-5	+10/-20

Исходные данные	Варианты заданий							
	8	9	10	11	12	13	14	15
Назначение нефтебаз	Переалочная, ж/д	Распределительная, ж/д	Распределительная, ж/д, с местной радиационной щ/п	Распределительная, ж/д	Распределительная, автомобильные	Распределительная, ж/д	Распределительная, ж/д	Распределительная, автомобильные
Общий грузооборот, тыс. т/год	255	215	133	150	130	335	390	115
Номенклатура хранимых нефтепродуктов, грузооборот, тыс. т/год								
Топливо	Аи-92-10 Ф-5-20 Да-50 Топочн. мазут 40-50	Дэ-10 Б 95/13-15 Топочн. мазут 40-60 ТС-1-5 Да-10 Ф-5-15	Аи-92-15 А-76-10 Дл-10 Ф-12-5 Топочн. мазут 40-8	А-76-5 Аи-92-10 Дл-15 ТС-1-5 Топочн. мазут 40-25	Б 95/13-10 Аи-95-10 Дл-15 А-76-10 Топочн. мазут 40-30	А-76-10 Аи-93-15 Топочн. мазут 40-60 Ф-5-20	А-76-50 Дэ-60 Топочн. мазут 40-20 Аи-92-40	А-76-5 Аи-92-10 Дл-30 Топочн. мазут 40-30
Масло	КС-19-50	Т ₂₂ -20 КС-19-15 И-Г-А-46-10 ТАД-17-15	И-Г-А-22-10 Т ₂₂ -15 КС-19-10	И-Г-А-32-15 КС-19-5	М4, 8В, Г-10	КС-19-20 Т ₂₂ -40 И-Г-А-32-20	И-Г-А-46-80 КС-19-30	М8В, 10
Смазка	15	10	20	10	15	50	30	10
Битум	60	30	30	60	30	100	80	20
Расстояние до поставщика, км	600	800	1200	800	400	1200	1400	400
Характеристика района потребления	Промышленность потребляет 70 %	Промышленные города	Промышленность потребляет 30 %	Промышленные районы	С/х районы	Промышленные районы	Промышленность потребляет 70 %	С/х районы
Средняя максимальная / минимальная температура	+25/-35	+22/-15	+20/-15	+22/-10	+18/-15	+18/-15	+22/-10	+20/-15

Исходные данные	Варианты заданий						
	16	17	18	19	20	21	22
Назначение нефтебаз	Распределительная, ж/д	Распределительная, ж/д, с местной реализацией н/п	Распределительная, автомобильные	Распределительная, ж/д	Распределительная, ж/д	Распределительная, автомобильные	Распределительная, ж/д
Общий грузооборот, тыс. т/год	135	180	175	280	130	135	120
Номенклатура хранимых нефтепродуктов, грузооборот, тыс. т/год							
Топливо	Аи-95-10 Аи-92-30 Дл-40 Топочн. мазут 40-10	А-76-20 Дл-30 Ф-5-30 Топочн. мазут 40-10	А-76-20 Аи-92-10 Ф-5-20 Топочн. мазут 40-35	А-76-30 Дл-40 Да-40 Топочн. мазут 40-60	Топочн. мазут 40-15 Аи-92-10 Аи-95-15 Дл-5	А-76-10 Дл-40 Топочн. мазут 40-20	Дл-20 Да-10 А-76-10 Топочн. мазут 40-20
Масло	М8В1-10 Т12-15	КС-19-10 ТАД17-20	ТАД17-20 КС-19-10	Т12-20	М8В1-10 М6/10В-15	М8В1-10 М10 Г3-5	КС-19-10 ТАД17-20
Смазка	5	20	20	10	15	20	10
Битум	15	40	40	80	45	30	20
Расстояние до поставщика, км	1000	400	400	1400	1000	400	1000
Характеристика района потребления	Промышленные города	Промышленность потребляет 70 %	Промышленность потребляет 70 %	Промышленность потребляет 30 %	Промышленность потребляет 70 %	С/х районы	С/х районы
Средняя максимальная / минимальная температура	+18/-10	+15/-15	+18/-15	+20/-10	+18/-15	+20/-15	+18/-20

ЛИТЕРАТУРА

1. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учеб. пособие / В.Н. Антипов, Г.В. Бахмат, Г.Г. Васильев и др.; Под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 560 с.
2. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учеб. пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак и др. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
3. Нефтепродуктообеспечение / Под ред. д.т.н., проф. Д.В. Цагарели, Д.В. Давлетьярова, Е.И. Зори. – М.: ИЦ «Математика», 1998. – 662 с.
4. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение: Справочник / И.Г. Анисимов, К.М. Бадыштова, С.А. Биатор и др.; Под ред. В.М. Школьников. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ИЦ «Техинформ», 1999. – 596 с.: ил.
5. Хранение нефтепродуктов. Проблемы защиты окружающей среды. / В.С. Яковлев. – М.: Химия, 1987, 152 с.
6. Автозаправочные станции. Оборудование. Эксплуатация. Безопасность / В.Г. Коваленко, А.С. Сафонов, А.И. Ушаков и др. – СПб.: НПИКЦ, 2003 – 280 с.
7. Проектирование и эксплуатация нефтебаз. Учеб. для вузов / С.Г. Едигаров, В.М. Михайлов, А.Д. Прохоров и др. – М.: Недра, 1982, 280 с.
8. Склады нефти и нефтепродуктов (СНБ 3.02.01-98).
9. Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз). ВНТП 5-95.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	1
Общие указания к выполнению курсового проекта.....	2
1. Технологическая часть	4
1.1. Хранение нефтепродуктов.....	4
1.1.1. Нормы запаса нефтепродуктов и определение емкости резервуарного парка.....	4
1.1.2. Выбор резервуаров для хранения светлых и темных нефтепродуктов.....	8
1.1.3. Выбор оборудования резервуара.....	9
1.1.4. Хранение нефтепродуктов в таре.....	14
1.2. Прием и отгрузка нефтепродуктов.....	16
1.2.1. Расчет числа наливных маршрутов.....	16
1.2.2. Расчет и выбор эстакад.....	16
1.2.3. Определение числа сливо-наливных устройств. Описание и принцип действия	17
1.3. Гидравлический расчет	22
1.3.1. Определение времени слива нефтепродуктов из транспортных емкостей	23
1.3.2. Подбор насосного оборудования	28
2. Подогрев нефтепродуктов.....	30
Приложения	34
Приложение 1. Номинальные объемы и основные параметры применяемых стальных резервуаров.....	34
Приложение 2. Оборудование и конструктивные элементы резервуаров.....	35
Приложение 3. Технические характеристики дыхательной арматуры и огневых предохранителей	36
Приложение 4. Основные данные железнодорожных эстакад	38
Приложение 5. Задание для курсового проектирования	39
Литература	42

Учебное издание

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
для курсового проектирования
по дисциплине
«Проектирование и эксплуатация нефтебаз»
для студентов специальности 1-70 05 01
**«Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»**

Составители:
КОВАЛЕНКО Павел Васильевич
КЛЕБАНОВА Марина Николаевна

Редактор Т.В. Булах

Подписано в печать 10.10.05 Формат 60х84/16 Бумага офсетная Гарнитура Таймс
Отпечатано на ризографе Усл.-п. л. 2,55 Уч.-изд. л. 2,50 Тираж 50 Заказ 1064

Издатель и полиграфическое исполнение –
Учреждение образования «Полоцкий государственный университет»

ЛИ № 02330/0133020 от 30.04.04 ЛП № 02330/0133128 от 27.05.04
211440 г. Новополоцк, ул. Блохина, 29