

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МАЙКОПСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

Кафедра нефтегазового дела и энергетики

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И ГАЗОХРАНИЛИЩ

**Методические указания по выполнению курсовой работы
для обучающихся направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

Майкоп – 2019

УДК [621.6004+629.082.004](07)

ББК 26.325.31

Э 41

Печатается по решению Научно-технического совета Майкопского государственного технологического университета

Рецензент – доктор технических наук, доцент Меретуков З.А.

Составитель – канд. техн. наук, доцент Меретуков М.А.

Эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. Методические указания по выполнению курсовой работы для обучающихся направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»– Майкоп: 2019. - стр.

Методические указания составлены в соответствии с учебным планом и рабочей программой дисциплины «Эксплуатация нефтебаз и газохранилищ» для направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Меретуков М.А.

МГТУ, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Общие положения	4
1 Определение исходных расчетных данных	6
2 Выбор оптимальных типоразмеров резервуаров	7
3 Компоновка резервуарного парка	10
4 Подбор насосно-силового оборудования	13
4.1 Подбор насосного оборудования	13
4.2 Подбор электродвигателей насосов	14
5 Технологическая схема нефтебазы	16
6 Гидравлический расчет технологического оборудования	17
7 Механический расчет нефтепроводов	21
8 Расчет потерь нефти и нефтепродуктов от «больших» дыханий	22
9 Расчет потерь нефти и нефтепродуктов от «малых» дыханий	24
10 Выбор дыхательного клапана	34
11 Расчет автомобильной эстакады	36
12 Расчет причалов	38
13 Расчет железнодорожной эстакады	40
Приложение 1	42
Приложение 2	49
Приложение 3	53
Приложение 4	55
Приложение 5	58
Приложение 6	65
Приложение 7	70
Приложение 8	72
Список использованной литературы	73

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Целью курсового проектирования является реализация студентом теоретических знаний по проектированию нефтебаз.

Курсовое проектирование по дисциплине «Эксплуатация нефтебаз и газохранилищ» основано на знании студентом дисциплин: гидравлика и нефтегазовая гидромеханика, термодинамика и теплопередача, прикладная механика, проектирование и эксплуатация нефтепроводов, насосы и компрессоры, эксплуатация насосных и компрессорных станций, эксплуатация нефтебаз и газохранилищ.

Выполнение курсовой работы весьма затруднительно без знания теоретического материала по дисциплине «Эксплуатация нефтебаз и газохранилищ». Необходимо отметить, что на лекционных занятиях преподаватель освещает только наиболее сложные для понимания разделы дисциплины, а также направляет студента в его самостоятельной работе, поэтому наряду с настоящими указаниями, в процессе выполнения курсовой работы студенту рекомендуется использовать приведенную в списке литературу. Тематика курсовых проектов весьма разнообразна. Задание на курсовое проектирование может содержать как разработку детального проекта отдельного узла нефтебазы (например, сливо-наливной железнодорожной эстакады или резервуарного парка), так и обобщенный проект нефтебазы в целом. В связи с этим в методических указаниях освещаются наиболее часто встречающиеся, а также наиболее сложные разделы. Последовательность разделов в настоящих указаниях случайная и придерживаться ее при выполнении курсового проекта студенту не рекомендуется.

Курсовая работа выполняется студентом самостоятельно. Состоит из графической части, выполняемой на листе формата А3, и расчетно-пояснительной записки объемом 25 – 30 страниц. Последняя оформляется с соблюдением требований ЕСКД. Графическая часть содержит в расчетно-пояснительной записке краткие комментарии, оформленные в виде отдельного раздела.

После выполнения курсовая работа защищается преподавателю. Оценка за курсовую работу складывается из оценки за выполнение (оформление) расчетно-пояснительной записки и графической части и оценки, полученной студентом на защите работы. Защита курсовой работы является предварительным этапом к сдаче экзамена, однако оценка за выполнение и защиту курсовой работы никак не влияет на итоговый (экзаменационный) балл.

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСХОДНЫХ РАСЧЕТНЫХ ДАННЫХ

Выполнение курсовой работы целесообразнее всего начать с определения исходных расчетных данных и приведения их в единую систему (СИ). Исходными расчетными данными являются вязкость, плотность и давление насыщенных паров продукта (продуктов).

Расчет вязкости проводится при максимальной и минимальной температурах окружающей среды района проектирования.

Основная расчетная зависимость:

$$\nu_t = \nu^* \cdot e^{-U(t-t^*)}, \quad (1.1)$$

где ν_t - вязкость при температуре t , $\text{м}^2/\text{с}$; ν^* - вязкость при известной температуре t^* , $\text{м}^2/\text{с}$; t - температура нефтепродукта, $^{\circ}\text{C}$; U - показатель крутизны вискограммы, $1/^{\circ}\text{C}$, (1.2).

$$U = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\nu_{t1}}{\nu_{t2}}, \quad (1.2)$$

где ν_{t1} -вязкость при температуре t_1 ; $\text{м}^2/\text{с}$; ν_{t2} - вязкость при температуре t_2 ; $\text{м}^2/\text{с}$.

Расчет плотности также проводится при максимальной и минимальной температурах окружающей среды района проектирования.

Основная расчетная зависимость:

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta(t - 20)}, \quad (1.3)$$

где ρ_t -плотность нефти при температуре t , $\text{кг}/\text{м}^3$; ρ_{20} -плотность нефти при 20°C , $\text{кг}/\text{м}^3$; t -температура нефти, $^{\circ}\text{C}$; β -коэффициент объёмного расширения (табл. прил. 1.1).

Давление насыщенных паров определяется при наихудших условиях, т.е. при максимальной температуре продукта:

$$P_s = P_{s38} \cdot 10^{4,6 - \frac{1430}{T}}, \quad (1.4)$$

где P_{s38} -давление насыщенных паров по Рейду, кПа (табл. прил. 1.2); T -температура при которой определяется P_s , $^{\circ}\text{K}$.

2 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ТИПОРАЗМЕРОВ РЕЗЕРВУАРОВ

При выборе типа резервуаров студенту рекомендуется руководствоваться СНиП 2.11.93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы», а в частности:

1. Выбор резервуаров нужно проводить из числа утвержденных типовых проектов. Для строительства резервуаров, выполненных по индивидуальным проектам, требуется специальное обоснование и утверждение.

2. Для снижения потерь от испарений при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов нужно применять резервуары с понтоном, плавающими крышами и резервуары, рассчитанные на повышенное давление.

3. Предпочтение следует отдавать резервуарам больших объемов, т.к. с увеличением объема резервуара уменьшаются потери от испарений, удельный расход стали, площади для резервуарных парков.

4. Для каждого вида нефтепродукта нужно предусматривать не менее двух резервуаров, чтобы иметь возможность одновременно выполнять операции по приему и отпуску данного вида нефтепродукта, а также выполнять ремонты резервуаров, подогрев нефтепродукта, отстой и др.

5. Применение однотипных, одинаковых по объему и конструкции резервуаров облегчает проведение товарных операций на нефтебазе и создает хорошие условия для ведения строительно-монтажных работ при сооружении резервуарных парков поточным методом.

6. С уменьшением степени заполнения резервуара увеличивается объем газового пространства, а это ведет к увеличению потерь при хранении.

Подбор типоразмеров резервуаров производится отдельно для каждого вида продукта. Для этого определяется необходимый объем группы резервуаров:

$$V_{\text{продукта}} = \frac{V_{p.n.} \cdot \%}{100\%}, \quad (2.1)$$

где $V_{p.n.}$ – объем резервуарного парка нефтебазы, м^3 ; % - доля продукта в общем объеме грузооборота нефтебазы, проц.

При выборе резервуаров для различных типов нефтепродуктов не стоит забывать, что нефтепродукты с невысоким давлением насыщенных паров не требуют использования средств сокращения потерь ЛФУ, таких как понтоны и плавающие крыши. Для нефтепродуктов с высоким давлением насыщенных паров необходимо подбирать резервуары с понтоном или плавающей крышей. При выборе типов резервуаров необходимо учитывать климатические условия района проектирования: ветровую, дождевую и снеговую нагрузки. В районах с большой снеговой и дождевой нагрузкой резервуары с плавающей крышей не применимы, в районах с большой ветровой нагрузкой следует применять резервуары «северного исполнения» с высотой стенки до 12 м.

Все резервуары с приемлемыми типоразмерами сводятся в таблицу (табл. 2.1) из которых выбираются наиболее перспективные.

Таблица 2.1

Показатели	Номинальный объем, м^3		
1. Геометрический объем, м^3			
2. Внутренний диаметр, м			
3. Высота стенки, м			
4. Масса, т			
5. Расход стали на 1 м^3 объема, кг			
6. Сметная стоимость, тыс. руб.			
7. Типовой проект			

Резервуарный парк, оснащенный выбранными резервуарами, должен соответствовать следующим требованиям:

- иметь минимальный неиспользуемый объем резервуаров, не более 10%;
- иметь наименьшие металлозатраты, (2.3);
- иметь наименьшую сметную стоимость на сооружение, (2.4).

Неиспользуемый объем резервуарного парка находится как разница необходимого объема резервуарного парка и фактического объема, полученного при расчетах, (2.2).

$$V_{г.р.} = n \cdot V_p \cdot k_z, \quad (2.2)$$

где $V_{г.р.}$ – объем группы резервуаров, $м^3$; n – количество резервуаров в группе, *шт.*; V_p – полезный объем резервуара, $м^3$ (табл. прил. 2.1-2.4); k_z – коэффициент заполнения резервуара (табл. прил. 2.5).

Необходимое число резервуаров определенной конструкции находится по формуле (2.3):

$$n = \frac{V_{продукта}}{V_p \cdot k_z}, \quad (2.3)$$

Металлозатраты на сооружение группы резервуаров рассчитываются по формуле (2.4):

$$M_{г.р.} = n \cdot Y_{ст} \cdot V_p, \quad (2.4)$$

где $M_{г.р.}$ – масса группы резервуаров, $м^3$; n – количество резервуаров в группе, *шт.*; $Y_{ст}$ – удельный расход стали на сооружение 1 $м^3$ полезного объема резервуара, *руб/м³* (табл. прил. 2.1-2.4).

Общая сметная стоимость на сооружение группы резервуаров определяется по формуле (2.5):

$$S_{г.р.} = n \cdot S_p, \quad (2.5)$$

где $S_{г.р.}$ – общая сметная стоимость группы резервуаров, *руб.*; n – количество резервуаров в группе, *шт.*; S_p – сметная стоимость одного резервуара, *руб* (табл. прил. 2.1-2.4).

Возможны и другие способы обоснования выбора варианта компоновки резервуарного парка, например, по надежности. Выбор способа производится студентом самостоятельно.

3 КОМПОНОВКА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА

Для снижения риска взрыва или возгорания на территории резервуарного парка, компоновка резервуарного парка и расчет высоты обвалования производится в соответствии с требованиями изложенными в СНиП 2.11.03 – 93 [8].

Резервуары следует размещать группами. Склады нефти и нефтепродуктов в зависимости от их общей вместимости и максимального объема одного резервуара подразделяются по категориям согласно СНиП 2.11.03 – 93 [8].

3-я «А» категория, максимальный объем одного резервуара до 5000 м³ включительно. Общая вместимость склада от 10000 до 20000 м³ включительно.

2-я категория, максимальный объем одного резервуара не оговаривается. Общая вместимость склада от 20000 до 100000 м³ включительно.

1-я категория, максимальный объем одного резервуара не оговаривается. Общая вместимость склада свыше 100000 м³.

Общую вместимость группы наземных резервуаров, а также расстояние между стенками резервуаров, располагаемых в одной группе, принимаем в соответствии со следующими требованиями:

У резервуаров со стационарной крышей, минимальное расстояние между резервуарами в группе $0,75D$, но не более 30 м.

Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, для наземных резервуаров объемом 20000 м³ и более должно быть 60 м; объемом до 20 000 м³ – 40 м.

Резервуары с понтоном, единичный капитальный объем резервуара, установленного в группе менее 50000 м³, допустимая общая номинальная вместимость группы 120000 м³, минимальное расстояние между резервуарами в группе $0,65D$, но не более 30 м.

Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных

в соседних группах, для наземных резервуаров объемом 20000 м^3 и более должно быть 60 м; объемом до $20\,000 \text{ м}^3$ – 40 м.

По периметру группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое земляное обвалование шириной поверху не менее 0,5 м или ограждающую стену из негорючих материалов, рассчитанных на гидростатическое давление разлившейся жидкости. Высота обвалования или ограждающей стенки группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объемом до $10\,000 \text{ м}^3$ и 1,5 м для резервуаров объемом $10\,000 \text{ м}^3$ и более.

Расстояние от стенок резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования следует принимать не менее 3 м от резервуаров объемом до 10000 м^3 и 6 м – от резервуаров объемом 10000 м^3 и более.

Определение высоты обвалования группы наземных резервуаров производится по формуле (3.1):

$$h = \frac{V_p}{a \cdot b - \frac{\pi d^2}{4} \cdot (n-1)}, \quad (3.1)$$

где V_p – объём наибольшего резервуара в группе, м^3 ; D – диаметр наибольшего резервуара в группе, м ; n – количество резервуаров в группе, шт.; a и b – стороны обвалования (рис. 3.1), м .

В соответствии с требованиями СНиП 2.11.03 – 93 высота обвалования принимается на 0,2 м больше расчетной.

Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать 1,3 м – для резервуаров объемом 10000 м^3 и более.

Внутри обвалования группы резервуаров не допускается прокладка траншейных трубопроводов. Соединение трубопроводов, прокладываемых внутри обвалования, следует выполнять на сварке. Для присоединения арматуры допускается применять фланцевые соединения с негорючими прокладками.

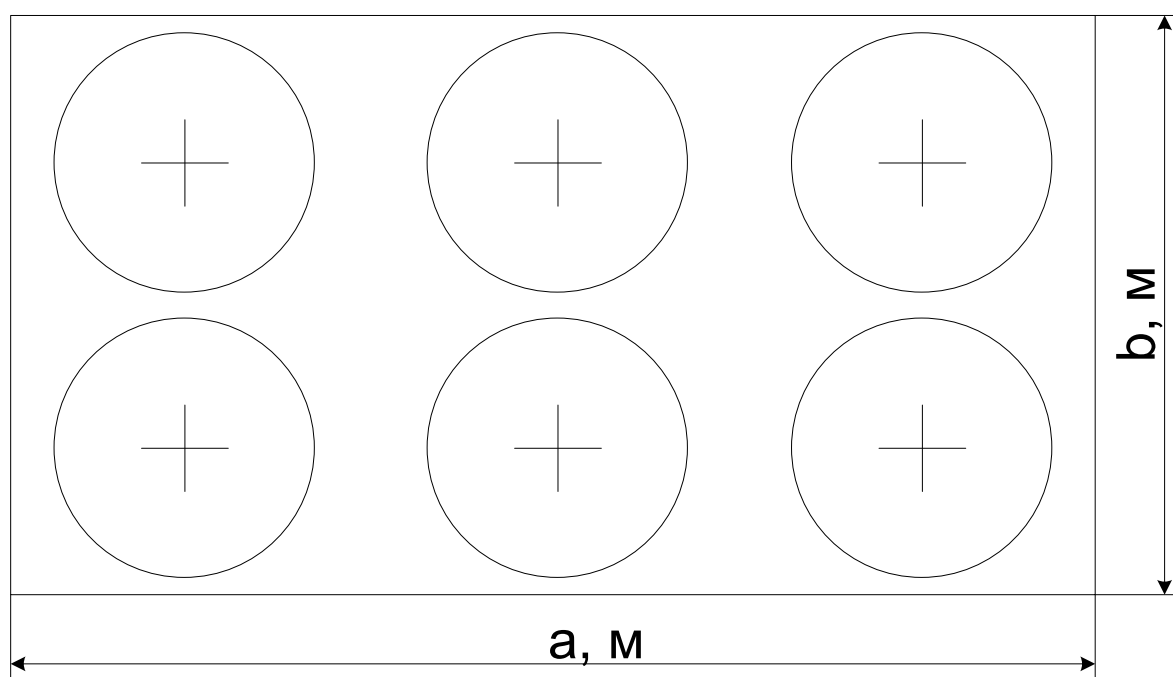


Рис. 3.1 Схема расстановки резервуаров и обвалования

4 ПОДБОР НАСОСНО-СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Эксплуатация технологических трубопроводов нефтебаз невозможна без использования насосной станции, которая является важнейшим объектом нефтебазы и предназначена для внутрибазовых перекачек нефти и нефтепродуктов.

Для перекачки нефти и нефтепродуктов на нефтебазах используют центробежные, поршневые и шестерёнчатые насосы. При необходимости применяют вакуумные насосы и эжекторы. Наибольшее распространение на нефтебазах получили центробежные и поршневые насосы. Центробежные насосы отличаются небольшой массой и простотой эксплуатации. Для них требуются более легкие фундаменты, и они могут соединяться с электродвигателем без промежуточных редукторов.

Оборудование стационарных насосных станций, включающих насосы с трубопроводной обвязкой, задвижки, обратные клапаны, перепускные устройства, двигатели для привода насосов с пусковыми и защитными устройствами, КИП и системы управления размещаются, как правило, в зданиях, сооружаемых в соответствии с требованиями СНиП 106-79 и оборудованных средствами противопожарной защиты, вентиляцией, освещением и отоплением. Если число основных рабочих насосов на насосной станции не более пяти для нефтебаз первой категории, то задвижки системы управления для переключения технологических трубопроводов, собранные в блоки, разрешается размещать в одном помещении с насосами.

4.1 Подбор насосного оборудования

Подбор насосов удобнее всего проводить по производительности приёмно-раздаточного устройства (ПРУ) резервуара (табл. прил. 4.1).

На резервуарах одного номинального объема могут устанавливаться ПРУ с

различным условным диаметром. Все варианты заносятся в таблицу, после чего выбирается ПРУ с наиболее подходящими условным диаметром и производительностью.

После выбора ПРУ, по его производительности подбираются возможные варианты насосно-силовых агрегатов. Результаты заносятся в таблицу (табл. 4.2).

Для компоновки насосной станции целесообразно использовать насосы типа НД (табл. прил. 3.1).

Для окончательного выбора насосно-силового агрегата производится его проверка на всасывающую способность (4.1).

$$\Delta h_{don} \geq |H_s|, \quad (4.1)$$

где: Δh_{don} – допустимый кавитационный запас для нефтепродукта, м;

H_s – допустимая высота всасывания насоса, м.

$$H_s = \frac{P_a - P_s}{\rho \cdot g} - \Delta h_{don} - \frac{v_{ex}^2}{2 \cdot g}, \quad (4.2)$$

где: H_s – допустимая высота всасывания насоса, м; P_a – давление барометрическое, Па; P_s – давление насыщенных паров, Па; ρ – плотность нефтепродукта при самой низкой температуре воздуха, кг/м³; v_{ex} – скорость жидкости во входном патрубке, м/с; g – ускорение свободного падения, м²/с²;

Скорость жидкости во входном патрубке выбирается в зависимости от вязкости нефтепродуктов (табл. прил. 4.3).

4.2 Подбор электродвигателей насосов

Подбор электродвигателей производится по требуемой мощности, определяемой по формуле (4.3):

$$N = K_z \cdot \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta_{нас} \cdot \eta_{дв} \cdot 3600}, \quad (4.3)$$

где: ρ – плотность нефтепродукта при самой низкой температуре

воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$; g – ускорение свободного падения, $\text{м}^2/\text{с}$; Q – максимальная производительность, которую имеет насос при его эксплуатации, $\text{м}^3/\text{ч}$ (табл. прил. 3.9); H – напор насоса соответствующий максимальной производительности, м (табл. прил. 3.9); $\eta_{\text{нас}}$ – КПД насоса (табл. прил. 3.9); $\eta_{\text{дв}}$ – КПД электродвигателя, должно равняться КПД насоса; K_z – коэффициент запаса мощности, принимается в размере 1,15 для двигателей мощностью < 500 кВт.

5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА НЕФТЕБАЗЫ

При проектировании объектов технологического назначения необходимо руководствоваться «Нормами технологического проектирования». В соответствии с «Нормами» схема технологических трубопроводов должна иметь минимальное количество трубопроводов и запорной арматуры и обеспечивать:

1. включение и выключение любого насоса, задвижки и отключение участка трубопровода без остановки других насосов;
2. одновременную работу нескольких насосов для выполнения операций по перекачке нефтепродуктов на нефтебазе.
3. взаимозаменяемость насосов для соответствующих групп нефтепродуктов;
4. опорожнение трубопроводов;
5. исключение смешения нефтепродуктов;

6 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Цель гидравлического расчета - обеспечение заданной производительности перекачки. Исходными данными являются: расход, физические свойства нефтепродуктов, профиль и план трассы, а также технологическая схема с указанием всех местных сопротивлений и длин отдельных участков трубопроводов.

Гидравлический расчет ведется для самых неблагоприятных условий эксплуатации трубопровода и для самых удаленных и высокорасположенных точек коммуникаций и объектов.

При расчете следует обратить внимание на то, что один и тот же трубопровод может быть, как всасывающим, так и нагнетательным.

Гидравлический расчет технологических трубопроводов следует начинать с определения наружного диаметра трубопровода (6.1).

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot g}}, \quad (6.1)$$

где Q – производительность ПРУ резервуара, $\text{м}^3/\text{ч}$; g – скорость движения жидкости в трубопроводе, $\text{м}/\text{с}$.

После этого принимается ближайший больший диаметр по сортаменту (табл. прил. 3.7) и определяется внутренний диаметр трубопровода (6.2):

$$D_{\text{вн.}} = D_{\text{нар.}} - 2 \cdot \delta, \quad (6.2)$$

где $D_{\text{нар.}}$ – наружный диаметр трубопровода, мм ; δ – толщина стенки трубопровода, мм .

Далее определяется фактическая скорость движения жидкости в трубопроводе (6.3):

$$g = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{\text{вн.}}^2}, \quad (6.3)$$

где Q – производительность ПРУ резервуара, $м^3/ч$; $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, $мм$;

Следующим этапом выполнения гидравлического расчета является определение режима течения жидкости.

Для определения режима течения находятся число Рейнольдса (6.4) и его предельные значения (6.5), (6.6).

$$Re = \frac{V \cdot D_{вн.}}{\nu}, \quad (6.4)$$

где $D_{вн.}$ – внутренний диаметр трубопровода, $мм$; V – фактическая скорость в трубопроводе, $м/с$; ν – вязкость при минимальной температуре, $м^2/с$.

$$Re_I = \frac{10 \cdot D_{вн.}}{\Delta_{\vartheta}}, \quad (6.5)$$

где Δ_{ϑ} – эквивалентная шероховатость, $мм$.

$$Re_{II} = \frac{500 \cdot D_{вн.}}{\Delta_{\vartheta}}, \quad (6.6)$$

Если $Re < 2000$ в трубопроводе наблюдается ламинарный режим течения и λ является функцией только Re . В этом случае используется формула Стокса (6.7):

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (6.7)$$

При $Re > 3000$ ламинарный режим переходит в турбулентный. В пристенном слое нефти, однако, сохраняется ламинарный подслой, покрывающий шероховатость труб. С увеличением Re толщина подслоя уменьшается и при $Re=Re_I$ толщина подслоя становится равной e .

Таким образом, при $3000 < Re < Re_I$ $\lambda=f(Re)$ и эта зона турбулентного режима получила название зоны гидравлически гладких труб

λ определяется в этой зоне по формуле Блазиуса (6.8).

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (6.8)$$

Далее имеет место зона смешанного трения, где $Re = f(Re, \varepsilon)$. В настоящее время в этой зоне λ определяется из формулы Альтшуля (6.9)

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta_{\varepsilon}}{D} \right)^{0,25}, \quad (6.9)$$

При $Re > Re_{II}$ влияние числа Рейнольдса становится незначительным и $\lambda = f(\varepsilon)$, трубопровод переходит в квадратичную зону. По формуле Шифринсона (6.10).

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta_{\varepsilon}}{D} \right)^{0,25} \quad (6.10)$$

Далее находятся коэффициенты местных сопротивлений. Вычисляется сумма коэффициентов местных сопротивлений для наихудшего случая, т.е. когда наибольшее число задвижек, тройников, поворотов и т.д.

Потери напора по длине трубопровода с учетом местных сопротивлений находятся по формуле Дарси-Вейсбаха (6.11):

$$h = \left(\lambda \cdot \frac{l}{D_{вн.}} + \sum \xi \right) \cdot \frac{g^2}{2 \cdot g}, \quad (6.11)$$

где: g – фактическая скорость в трубопроводе, м/с; l – длина участка трубопровода, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; g – ускорение свободного падения, м/с²; ξ – коэффициент местных сопротивлений (табл. прил. 3.5 - 3.6).

После расчета потерь напора по длине трубопровода определяется высота вслива в резервуаре (6.12), после чего определяется необходимый напор, развиваемый насосами при внутрибазовой перекачке на линии нагнетания (6.13).

$$H_{взл.} = k_3 \cdot H_p, \quad (6.12)$$

где H_p – высота резервуара, м (табл. прил. 2.1-2.4); k_3 – коэффициент

заполнения резервуара.

$$H_{\text{насоса}} = h_{\text{наг.}} + H_{\text{взл.}} + \Delta z, \quad (6.13)$$

где $h_{\text{наг.}}$ – потери напора по длине нагнетательного трубопровода, м; $H_{\text{взл.}}$ – высота вслива в резервуаре, м; Δz – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода, м.

Завершающим этапом гидравлического трубопровода является определение необходимой высоты всасывания насоса (6.14).

$$H_S \geq h_0 - \Delta z - h_{\text{вс.}}, \quad (6.14)$$

Δz – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода, м; h_0 – минимальный напор вначале всасывающего трубопровода, м (h_0 принимается равным 0,8 м).

7 МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДОВ

Механический расчет технологических трубопроводов производится на температурные напряжения и на напряжения от изгиба в холодную, когда труба изгибается под собственным весом без нагрева.

В редких случаях производится расчет трубопроводов на внутреннее давление, т.к. трубы изготавливаются на довольно высокие давления, (которых в трубопроводах нефтебаз практически не бывает). Проведём проверочный расчёт толщины стенки трубы.

Определяется минимальная толщина стенки технологических трубопроводов (7.1).

$$\delta_{min} = \frac{n_I \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (n_I \cdot P + R_I)}, \quad (7.1)$$

где: n_I – коэффициент надежности по нагрузке; P – рабочее давление в трубе, МПа (Обычно на нефтебазах давление не превышает 16 кгс/см², т. е. $P = 1,631$ МПа.); D_n – наружный диаметр трубопровода, м; R_I – расчетное сопротивление материала трубы, МПа (7.2).

$$R_I = R_{nI} \cdot \frac{m_0}{k_I \cdot k_n}, \quad (7.2)$$

где: k_I – коэффициент надежности по материалу; m_0 – коэффициент условий работы; k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Далее сравниваются толщина стенки трубопровода, принятая по сортаменту при гидравлическом расчете (δ) с минимальной толщиной стенки (δ_{min}). Механический расчет считается завершённым, если $\delta \geq \delta_{min}$.

8 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ «БОЛЬШИХ» ДЫХАНИЙ

Потери нефти и нефтепродуктов от «больших дыханий» - это потери от испарения при вытеснении паровоздушной смеси из газового пространства резервуаров и транспортных емкостей в атмосферу вследствие заполнения резервуара нефтепродуктом.

Масса паров нефтепродукта, вытесняемая из резервуара за одно «большое» дыхание определяется по формуле:

$$G_{\delta, \partial} = [V_{\delta} - V_1 \cdot \left(\frac{p_2 - p_1}{p_2 - p_s} \right)] \cdot \frac{p_s \cdot M_{\delta}}{T \cdot R}, \quad (8.1)$$

где V_{δ} – объем закаченного в резервуар нефтепродукта, $м^3$; V_1 – объем газового пространства резервуара перед закачкой нефтепродукта, $м^3$; p_2 – абсолютное давление в газовом пространстве в конечный момент времени закачки, $Па$ (8.2); p_1 – абсолютное давление в газовом пространстве в начальный момент времени закачки, $Па$ (8.3); p_s – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре поверхности резервуара (при $+30^{\circ}C$ $p_s = 50,88 \text{ кПа} = 50880 \text{ Па}$); M_{δ} – молекулярный вес бензиновых паров, $кг/моль$ (8.4); T – средняя температура в газовом пространстве резервуара, K (8.5); R – универсальная газовая постоянная.

Абсолютные давления в газовом пространстве в конечный и начальный моменты времени закачки определяются по формулам:

$$p_1 = p_a + p_{к.в}, \quad (8.2)$$

$$p_2 = p_a + p_{к.д}, \quad (8.3)$$

где p_a – атмосферное (барометрическое) давление, принимается равным $0,1 \text{ МПа}$; $p_{к.в.}$, $p_{к.д.}$ – вакуум и избыточное давление в резервуаре, при которых срабатывает дыхательный клапан, $МПа$.

Молекулярный вес бензиновых паров определяется по формуле:

$$M_{\delta} = 60 + 0,3 \cdot t_{н.к} + 0,001 \cdot t_{н.к}^2, \quad (8.4)$$

где $t_{н.к}$ – температура начала кипения нефтепродукта, $^{\circ}C$.

Средняя температура в газовом пространстве резервуара определяется по формуле:

$$T = T_B + \frac{\Delta T_G - \Delta T_B}{2}, \quad (8.5)$$

где T_B – температура воздуха в данный момент времени, K ; ΔT_B – среднее изменение температуры воздуха, K ; ΔT_G – среднее изменение температуры газового пространства, K .

Объем закаченного в резервуар нефтепродукта рассчитывается с учетом коэффициента заполнения резервуара, (8.6).

$$V_{prod} = k \cdot V_p, \quad (8.6)$$

где k – коэффициент заполнения резервуара; V_p – геометрический объем резервуара, m^3 .

9 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ «МАЛЫХ» ДЫХАНИЙ

Изложенный в данной главе материал базируется на работе Н.Н. Константинова. Потери нефтепродукта при «малом дыхании» резервуара с установленными дыхательными клапанами определяют по формуле (9.1):

$$G_{м.д.} = \sigma \Delta V \quad (9.1)$$

где $G_{м.д.}$ - масса нефтепродукта, теряемого из резервуара за одно «малое дыхание», $т$; σ - среднее массовое содержание паров нефтепродукта в вытесняемом объеме паровоздушной смеси, $т/м^3$; ΔV - вытесняемый объем паровоздушной смеси (9.2), $м^3$.

$$\Delta V = V_r \ln \left(\frac{p_a - p_{к.в.} - p_{\min}}{p_a + p_{к.д.} - p_{\max}} * \frac{T_{r_{\max}}}{T_{r_{\min}}} \right) \quad (9.2)$$

где V_r - объем газового пространства резервуара, $м^3$; p_a - атмосферное (барометрическое) давление, $МПа$; $p_{к.в.}$, $p_{н.л.}$ - давление соответственно клапана вакуума и клапана давления, $МПа$; p_{\min} , p_{\max} - минимальное и максимальное парциальные давления нефтепродукта в газовом пространстве резервуара в течение суток, $МПа$; $T_{r_{\min}}$, $T_{r_{\max}}$ - минимальная и максимальная температуры газового пространства резервуара в течение суток, $^{\circ}C$.

Среднее массовое содержание паров нефтепродукта в паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара, определяется по формуле (9.3)

$$\sigma = \frac{p_{\max} + p_{\min}}{R_n (T_{r_{\max}} + T_{r_{\min}})} \quad (9.3)$$

где R_n - газовая постоянная паров нефтепродукта;

$$R_n = \bar{R} / M \quad (9.4)$$

$\bar{R} = 8314,3$ Дж/(моль*К) универсальная газовая постоянная; M - молярная масса паров нефтепродукта, $кг/моль$.

Молярную массу бензиновых паров можно определять по формуле Воинова (9.5) в зависимости от T_u - средней температуры кипения фракций, находящихся в парах,

$$M = 52,629 - 0,246T_n + 0,001T_u^2 \quad (9.5)$$

где

$$T_n = T_{n.k} - 30$$

$T_{n.k}$ — температура начала кипения нефтепродукта, $^{\circ}\text{C}$.

Молярную массу можно определить также по формуле (9.6)

$$M = 50 + \frac{8 \cdot 10^8}{P_{203}} \quad (9.6)$$

где ρ_{293} - упругость паров бензина при 293 К.

Для удобства расчетов вводятся избыточные температуры $\Theta_{r \min}$ и $\Theta_{r \max}$, $\Theta_{ст \min}$, $\Theta_{ст \max}$, $\Theta_{в \min}$, $\Theta_{в \max}$, которые означают минимальную и максимальную температуры соответственно газового пространства резервуара, стенки резервуара и воздуха, отсчитываемые от средней температуры нефтепродукта.

Тогда минимальная и максимальная температуры газового пространства резервуара определяется (9.7):

$$\begin{aligned} T_{r \min} &= \Theta_{r \min} + T_{n.c.p} \\ T_{r \max} &= \Theta_{r \max} + T_{n.c.p} \end{aligned} \quad (9.7)$$

где $T_{n.c.p}$ - средняя температура нефтепродукта, которую для практических расчетов с достаточной степенью точности можно принять равной средней температуре воздуха, определяемой как среднеарифметическая величина от максимальной $T_{в. \max}$ и минимальной $T_{в. \min}$ температур воздуха, т. е.

$$T_{n.c.p} = T_{b.c.p} = 0,5(T_{b \max} + T_{b \min}) \quad (9.8)$$

Избыточные температуры связаны между собой следующими соотношениями (9.9):

$$\theta_{R_{MIN}} = \frac{\theta_{ct_{MIN}}}{1 + \frac{F_n * \alpha'_r}{F \alpha'_r}}$$

$$\theta_{R_{MAX}} = \frac{\theta_{ct_{MAX}}}{1 + \frac{F_n * \alpha'_r * m\lambda}{F \alpha'_r \alpha_n + m\lambda}}$$
(9.9)

где F_n - площадь «зеркала» нефтепродукта, m^2 ; F - площадь поверхности, ограничивающей газовое пространство резервуара (часть боковой стенки и крыша), m^2 ; α'_n , α_n - коэффициент теплоотдачи от паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве резервуара, к поверхности жидкости соответственно для ночного и дневного времени; α'_r , α_n - коэффициент теплоотдачи от стенки резервуара к паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве резервуара, соответственно для ночного и дневного времени;

$$m = \sqrt{\frac{\pi}{2\alpha\tau_{\partial n}}}$$
(9.10)

a - коэффициент температуропроводности нефтепродукта.

$$a = \lambda / c_p \rho$$
(9.11)

$\tau_{\partial n}$ - продолжительность дня, час; λ - коэффициент теплопроводности нефтепродукта; ρ - плотность нефтепродукта при $T_{n.c.p.}$; C_p - теплоемкость нефтепродукта.

Температуры стенки резервуара определяются по формулам (9.12):

$$\theta_{ct_{MIN}} = \frac{\alpha'_n \theta_{b_{MIN}}}{\alpha'_b + \alpha'_{ct.n} + \alpha'_p \frac{F_n}{F}}$$

$$\theta_{ct_{MAX}} = \frac{q + \alpha'_b \theta_{b_{MAX}}}{\alpha_b + \alpha_{ct.n} + \alpha'_p \frac{F_n}{F}}$$
(9.12)

Где α'_e , α_e - коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к внешнему воздуху соответственно в ночное и дневное время; каждый из них представляет сумму коэффициентов теплоотдачи конвекцией и

лучеиспусканием, т. е.

$$\begin{aligned}\alpha'_s &= \alpha'_{s.k} + \alpha'_{s.l} \\ \alpha_s &= \alpha_{s.k} + \alpha_{s.l}\end{aligned}\quad (9.13)$$

$\alpha'_{ct.n}$, $\alpha_{ct.n}$ - приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефтепродукту соответственно и ночное и дневное время; α'_p , α_p - коэффициенты теплоотдачи радиацией от стенки резервуара к нефтепродукту через газовое пространство соответственно в ночное и дневное время; q -количество тепла, получаемого в полдень за счет солнечной радиации и отнесенного к 1 м² поверхности газового пространства резервуара.

Коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к внешнему воздуху с учетом теплоотдачи конвекцией и лучеиспусканием могут быть определены по графикам (рис. 9.1).

Приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефтепродукту определяются по формулам

$$\begin{aligned}\alpha'_{ct.n} &= \frac{\alpha'_n \frac{F_n}{F}}{1 + \frac{F_n}{F} * \frac{\alpha'_n}{\alpha'_r}} \\ \alpha_{ct.n} &= \frac{\alpha_n}{\frac{\alpha_n}{\alpha_r} + \frac{\alpha_n + m\lambda}{m\lambda \frac{F_n}{F}}}\end{aligned}\quad (9.14)$$

Количество тепла, получаемого 1 м² стенки, ограничивающей газовое пространство, за счет солнечной радиации (9.15):

$$q = \varepsilon_0 \frac{F_0}{F} i_0 \quad (9.15) \text{ где}$$

ε_0 - степень черноты внешней поверхности резервуара; F_0 - площадь проекции стенок газового пространства резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень (9.16, 9.17), м²; i_0 - интенсивность солнечной радиации.

Рис.9.1. Графики для определения коэффициентов теплоотдачи в дневное (а) и ночное (б) время.

Для вертикальных цилиндрических резервуаров с конической крышей (или сферической крышей с малой стрелой подъема)

$$F_0 = F_e \cdot \sin(\varphi - \phi_c) + F_H \cdot \cos(\varphi - \phi_c) \quad (9.16)$$

$$F_0 = F_e \cdot \sin^2(\varphi - \phi_c) + F_H \cdot \cos^2(\varphi - \phi_c) \quad (9.17)$$

для сферических и сфероидальных резервуаров

где F_e и F_H площади проекций поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство резервуара (включая крышу), соответственно на вертикальную и горизонтальную плоскости; φ - географическая широта места установки резервуара; ϕ_c -расчетное склонение Солнца на данный день (или при усредненных расчетах в среднем для данного периода времени), определяемое по графику (рис. 9.2).

Интенсивность солнечной радиации на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень, может быть определена по формуле Кастрова—Савинова (9.18)

$$t_0 = \frac{1354}{1 + \frac{t - y}{y \cdot \cos(\varphi - \phi)}} \quad (9.18)$$

где γ -коэффициент прозрачности атмосферы, зависящий от ее влажности (облачности), запыленности и т. д.

При безоблачном небе $\gamma=1,7 \div 1,8$ Если облачность составляет 50%, то расчетная величина t_0 , полученная для безоблачного неба, снижается на 20—30%, если облачность сплошная - на 40-50% (в зависимости от плотности облаков по сравнению с безоблачным небом). При усредненных расчетах за длительные периоды времени следует руководствоваться данными о числе

дней с разной облачностью.

Минимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара определяют с учетом соотношения фаз (9.19)

$$P_{\min} = \frac{1 - 0.055 \sqrt{V_r / V_{жс}}}{0.89} P_{\text{с}} \quad (9.19)$$

$$P_{\min} = 1.29 \left(\frac{T_{r\min} - 273}{311 - 273} \right)^{0.08} \cdot (V_{жс} / V_r)^{0.19} P_o$$

где V_r и $V_{жс}$ объемная часть соответственно газового пространства (в долях от полного объема резервуара) и нефтепродукта; p_a - давление насыщенных паров нефтепродуктов при $T = T_{p\min}$ и $T = 311 \text{ K}$ и $V_{жс}/V_r = 0,25$, которое определяют по графику (рис. 9.3).

Изложенный порядок расчета p_{min} относится к резервуару с высоким уровнем нефтепродукта в нем (степень заполнения более 0,6, что обычно бывает после закачки нефтепродукта). После выкачки нефтепродукта из резервуара (при низких уровнях) полное насыщение газового пространства происходит спустя некоторое время, поэтому при расчете минимального парциального давления необходимо учитывать степень насыщенности газового пространства парами нефтепродукта. В этом случае расчет потерь от испарения при «малом дыхании» производится по формуле

$$P''_{\min} = P_{\min} \frac{\Delta G}{C_b} \quad (9.20)$$

где p_{min} определяют по выражениям (9.19); $\Delta C/C_b$ - средняя относительная концентрация в газовом пространстве резервуара в рассматриваемый момент времени (9.21); C_b - концентрация на линии насыщения.

$$\frac{\Delta C}{C_b} = \frac{H_{1z}}{H_{1z}} + \frac{\Delta C_2}{C_b} \quad (9.21)$$

H_{1r}, H_{2r} - высоты газового пространства в резервуаре соответственно до и после выкачки нефтепродукта;

$\Delta C_1/C_s$ - прирост средней относительной концентрации в газовом пространстве резервуара за время выкачки $T_{\text{с}}$ нефтепродукта;

$\Delta C_2/C_s$ то же, за время простоя.

Скорость входящего воздуха u_b можно определить по формуле (9.22):

$$u_b \approx \frac{4Q_b}{k\pi d_n^2} \quad (9.22)$$

где Q_b -производительность выкачки; k -число действующих дыхательных клапанов; d_n -диаметр (условный проход) монтажного патрубка дыхательного клапана.

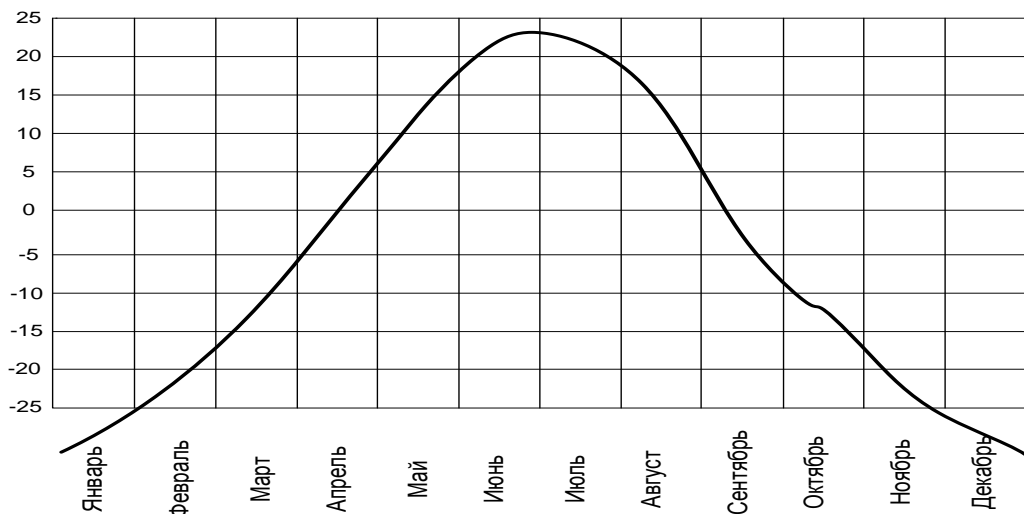


Рис.9.2. График для определения расчётного склонения Солнца (на первое число каждого месяца)

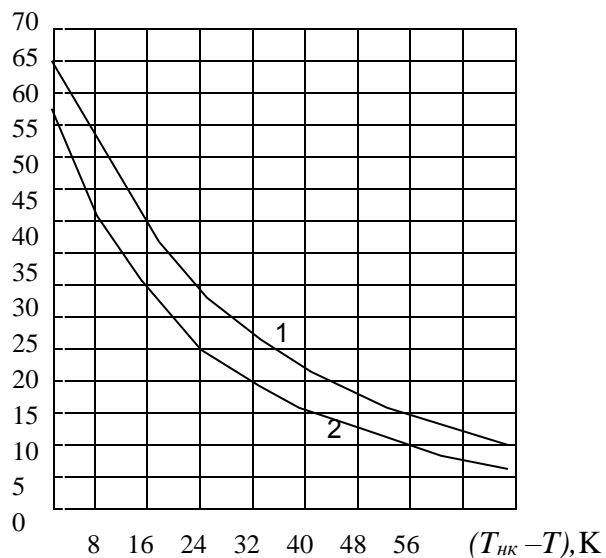


Рис.9.3. График для определения давления насыщенных паров нефтепродуктов: 1-авиационный бензины; 2-автомобильный бензины.

При известном $tg \Delta C_1/C_s$ можно определить по графикам, один из

которых приведен на рис. 9.4.

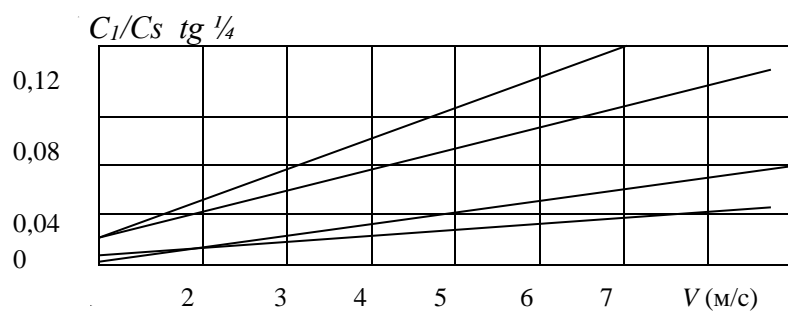


Рис.9.4. Зависимость часового прироста относительной концентрации в газовом пространстве во время выкачки из резервуара, оборудованного двумя дыхательными клапанами типа НДКМ: 1-РВС-3000; 2-РВС-5000; 3-РВС-10000; 4-РВС-20000.

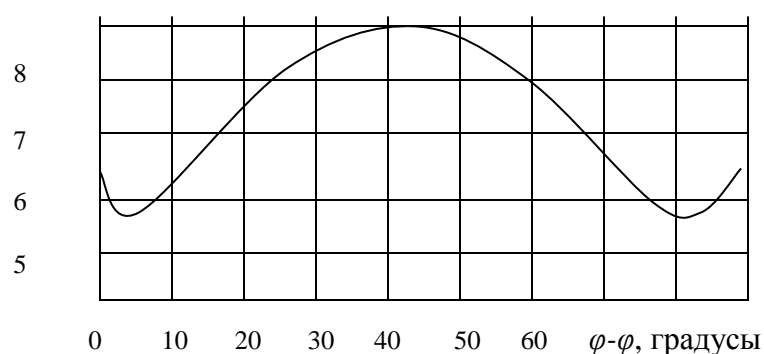


Рис.9.5. График для определения температурного напора.

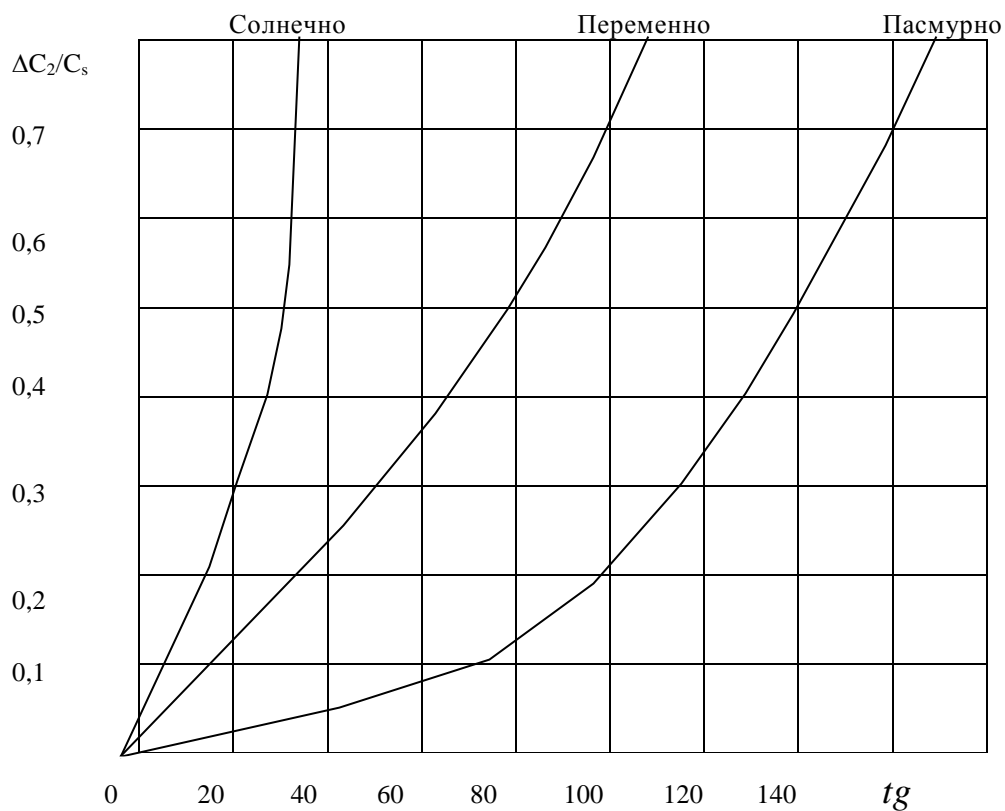


Рис. 9.6. Зависимость прироста концентрации от длительности простоя резервуара и погодных условий (от конца выкачки до начала рассматриваемого периода “малого дыхания”)

Если на резервуаре установлены разнотипные клапаны, то u_b определяют делением Q_6 на суммарную площадь монтажных патрубков действующих клапанов. Если данных по $\Delta C_1/C_s$ нет, то в первом приближении этой величиной можно пренебречь.

Величина $\Delta C_2/C_s$ зависит от погоды и длительности простоя (рис. 9.6).

При расчетах следует помнить о том, что $\Delta C/C_s$ не может быть больше единицы.

Максимальное парциальное давление в газовом пространстве при «малых дыханиях» определяется следующим образом: рассчитывают температурный напор (рис. 9.5)

$$\theta = 5.5 + \frac{29.1(\cos(\varphi - \phi) - 0.333 \ln[3 \cos(\varphi - \phi) + 1] - 0.008)}{1.49 + (\varphi - \phi)} \quad (9.23)$$

здесь φ и ϕ подставляют в радианах;

По формулам (9.4) с учетом формулы (9.5) или (9.6) вычисляют R_n при известных D , H_r , θ , R_n , $T_{n,cr}$ и p_r рассчитывают почасовой рост концентраций (в % в 1 ч) в газовом пространстве.

$$C_r = 0,01725 \frac{R_n \theta^{1.25}}{T_{n,cr}^{0.25} p_f D H_r^{0.25}} \quad (9.24)$$

где H_r - высота газового пространства,

$$H_r = H - H_{вал} + \Delta V / F_n \quad (9.25)$$

H - высота боковых стенок вертикальной части резервуара; $H_{вал}$ - высота взлива нефтепродукта в резервуаре; ΔV - объем, ограничиваемый поверхностью крыши и плоскостью, проходящей через верхний срез цилиндрической части резервуара (для вертикальных цилиндрических резервуаров с конической крышей здесь H_r - высота конуса крыши); p_r - давление в газовом пространстве резервуара, которое в течение суток может меняться в пределах от $(p_a - p_{k,b})$ до $(p_a + p_{k,\phi})$ перед восходом Солнца:

$$P_r = P_a - P_{k.b} \quad (9.26)$$

в конце «выдоха» $P_r = P_a + P_{k.b}$

вычисляют продолжительность выхода (время роста парциальных давлений в газовом пространстве) $\tau = 0.5\tau_{dn} + 3$

где τ_{dn} - продолжительность дня,

$$\tau_{dn} = 2 \arccos(-tg \varphi \cdot tg \phi) \quad (9.27)$$

здесь φ и ϕ подставляют в градусах;

Находим максимальную концентрацию

$$C_{\max} = c_{\tau} \tau + C_{\min} \quad (9.28)$$

где

$$C_{\min} = \frac{P_{\min}}{P_a - P_{k.b}} \cdot 100$$

рассчитываем максимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара

$$P_{\max} = \frac{(P_a + P_{k.d})C_{\max}}{100} \quad (9.29)$$

Зная $T_{r.min}$, $T_{r.max}$, P_{min} и P_{max} по формулам (9.3) и (9.4) вычисляются потери от «малых дыханий».

10 ПОДБОР ДЫХАТЕЛЬНОГО КЛАПАНА.

Дыхательный клапан устанавливают на резервуарах с маловязкими нефтепродуктами для поддержания давления и вакуума в определенных пределах. Он предназначен для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуаре и для предотвращения его разрушения.

Исходя из условия прочности и устойчивости конструкции резервуаров дыхательные клапаны рассчитаны на давление 200 мм вод. ст. и вакуум 25 мм вод. ст. Дыхательный клапан типа ДК состоит из корпуса, внутри которого расположены седла и тарелки, образующие два затвора: один для работы на давление (верхний), а другой - для работы на вакуум (нижний). При работе клапана тарелки перемещаются по направляющим штокам с помощью грузов. Наружные отверстия клапанов закрыты сетками. Для создания непримерзающих поверхностей на каждой тарелке клапана прижимной гайкой закрепляется фторопластовая пленка, седла изолируются фторопластом, штоки обертываются фторопластовыми пластинами и устанавливаются в направляющих фторопластовых трубках.

При превышении расчетного давления паровоздушной смеси, дыхательный клапан выпускает часть смеси и таким путем доводит давление до расчетной величины, а в случае образования в резервуаре разряжения выше расчетного выпускает в резервуар атмосферный воздух и тем самым поддерживает расчетный вакуум. Работа клапана основана на том, что при достижении расчетного перепада давления (вакуума), определяемого весом груза и площадью сечения седла, тарелка поднимается над седлом и открывает проходное сечение клапана, соединяя паровоздушное пространство резервуара с атмосферой.

При подборе дыхательного клапана обратите внимание на то, что на нефтебазах применяются клапаны типа ДК и КД с диаметрами условного прохода 50, 100, 150, 200, 250 и 300 мм и пропускной способностью (соответственно) 25, 70, 135, 235, 295 и 600 м³/ч, а также клапаны типа СМДК и НДКМ. Все они предназначены для эксплуатации в различных условиях,

поэтому прежде чем выбрать тот или иной тип дыхательного клапана, рекомендуем подробно изучить его конструкцию и назначение.

В настоящее время выпускаются дыхательные клапаны, у которых кассета огневого предохранителя встроена в корпус клапана (типа СМДК), рассчитанные на давление до 200 мм вод. ст. и вакуум до 25 мм вод. ст. Непримерзающий мембранный клапан типа НДКМ применяют для резервуаров с давлением в газовом пространстве до 200 мм вод. ст. и вакуумом 100 мм вод. ст.

От клапанов типа КД клапаны типа НДКМ отличаются большей (в 3-5 раз) пропускной способностью при одинаковом диаметре патрубка, что позволяет сократить число клапанов, устанавливаемых на резервуарах.

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

Максимальный расход газов через дыхательный клапан:

$$Q = q_1 + q_2 + q_3 + q_4, \quad (10.1)$$

где q_1 – наибольшее поступление жидкости в резервуар, $м^3/ч$; q_2 – увеличение объема газа в резервуаре за счет нагрева поверхности резервуара $м^3/ч$; q_3 – увеличение объема газа в резервуаре при поступлении более теплой жидкости, $м^3/ч$; q_4 – увеличение объема газа в резервуаре за счет испарения жидкости, $м^3/ч$.

$$q_2 = v_t \cdot V_e \cdot \beta, \quad (10.2)$$

где β – коэффициент объемного расширения газов ($1/273 \text{ K}^{-1}$); v_t – скорость нагрева газового пространства (принимается равной $0,0013 \text{ K/c}$); V_e – максимальный объем газового пространства (принимается равным объему резервуара), $м^3$.

$$q_3 = E \cdot D^2, \quad (10.3)$$

где E – опытный коэффициент, зависящий от разности температур (ΔT) закачиваемого нефтепродукта и газового пространства резервуара (табл. 10.1); D – диаметр резервуара, $м$.

Таблица 10.1

ΔT	5	10	15	20	30	40	50
$E_{\text{,м/ч}}$	0,074	0,089	0,31	0,47	0,81	1,18	1,62

$$q_4 = 1,3 \cdot D^2 \quad (10.4)$$

При работе резервуара на вакуум расход поступающего через клапан воздуха:

$$Q_6' = q_1' + q_2', \quad (10.5)$$

где q_1' - расход жидкости из резервуара, $\text{м}^3/\text{ч}$; q_2' - уменьшение объема газа в связи с охлаждением, $\text{м}^3/\text{ч}$.

$$q_2' = v_t' \cdot V_2 \cdot \beta, \quad (10.6)$$

где v_t' - скорость охлаждения газового пространства (при дожде и ливне принимается равной $8 \cdot 10^{-3} \text{ К/с}$);

По большему значению Q_3 или Q_6 подбирают по каталогу клапан необходимого размера. Если требуемая пропускаемая способность не может быть удовлетворена одним клапаном, то подбирают несколько клапанов меньшего размера.

11. РАСЧЕТ АВТОМОБИЛЬНОЙ ЭСТАКАДЫ

Налив нефтепродуктов в автоцистерны может осуществляться как через верхнюю горловину, так и через нижний патрубок автоцистерны (верхний и нижний налив). Наливные устройства могут быть одиночные и объединенные в группы. Они могут быть как с ручным, так и с автоматизированным управлением.

Станция налива состоит из 4-12 наливных «островков», расположенных под навесом. Каждый «островок» оборудуется одним или двумя наливными устройствами.

При поставках нефтепродуктов автомобильным транспортом расчетное количество наливных устройств, станции налива определяется для каждой марки (сорта) нефтепродуктов по формуле (11.1)

$$n_{\text{ну}} = \frac{G_{\text{сут}i} K_{\text{нв}}}{\rho_i \cdot q_{\text{ну}} \cdot K_u \cdot \tau_{\text{рн}}}, \quad (11.1)$$

где $G_{\text{сут}i}$ – среднее суточное потребление i -го нефтепродукта плотностью ρ_i ; $K_{\text{нв}}$ – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов; $q_{\text{ну}}$ – расчетная производительность наливных устройств, $\text{м}^3/\text{ч}$; K_u – коэффициент использования наливных устройств, $K_u = 0,7$; $\tau_{\text{рн}}$ – количество часов работы наливных устройств в сутки.

Далее определяется необходимое количество автоцистерн (11.2).

$$n_{\text{авто}} = \frac{G_{\text{сут}}}{G_{\text{авто}}}, \quad (11.2)$$

где $G_{\text{авто}}$ – грузоподъемность автоцистерны, t (табл. прил. 6.1)

12 РАСЧЕТ ПРИЧАЛОВ

Транспортировка наливных грузов по водным коммуникациям осуществляется с помощью нефтеналивных судов, которые, в зависимости от способа передвижения, подразделяются на самоходные (морские и речные танкеры) и несамоходные (лихтеры и речные баржи).

Погрузочно-разгрузочные работы производятся на причалах.

При перевозке нефтепродуктов водным транспортом число причалов определяют по формуле (12.1):

$$n_{\Pi} = \frac{\sum \tau_i G_{\text{год}} K_n}{\tau_{\text{нав}} q_c}, \quad (12.1)$$

где $\sum \tau_i$ – суммарное время пребывания судна у причала; $G_{\text{год}}$ – количество завозимых (вывозимых) нефтегрузов за навигационный период $\tau_{\text{нав}}$; K_n – коэффициент неравномерности завоза (вывоза), изменяющийся в зависимости от условий судоходства в пределах 1,2...2; q_c – средний тоннаж нефтеналивных судов (табл. прил. 5.1-5.3).

Время пребывания судна у причала включает в себя время, затрачиваемое на следующие операции:

– подготовительные операции (подход, швартовка, соединение с береговыми трубопроводами): $\tau_1 = 0,5...2$ ч;

– выгрузка (загрузка) нефтепродукта (12.2):

$$\tau_2 = \begin{cases} K \cdot q_c / q_n & \text{– при выгрузке} \\ q_c / q_n & \text{– при загрузке} \end{cases} \quad (12.2)$$

где K – коэффициент, показывающий, какая часть наливного груза откачивается грузовыми насосами (для маловязких нефтепродуктов $K=0,25...0,97$, для вязких $K=0,92...0,95$); q_n – производительность насосной установки, $\text{м}^3/\text{ч}$;

– зачистка судна от остатков при выгрузке (12.3):

$$\tau_3 = \frac{(1-K) \cdot q_c}{q_3}, \quad (12.3)$$

где q_3 – подача зачистных насосов (табл. прил. 5.1-5.3);

- подогрев вязких нефтепродуктов перед выгрузкой: τ_4 задается или выбирается в каждом конкретном случае;
- разъединение трубопроводов и расчалка $\tau_5 = 0,5 \dots 1$ ч.

13 РАСЧЕТ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ ЭСТАКАДЫ

При доставке нефтепродуктов железнодорожным транспортом число маршрутов, прибывающих на нефтебазу за сутки, рассчитывается по формуле (13.1):

$$N = \frac{G_{сут}}{G_{марш}}, \quad (13.1)$$

где $G_{сут}$ – суточный грузооборот нефтебазы (13.2); $G_{марш.}$ – грузоподъемность одного маршрута.

$$G_{сут.} = \frac{G_{год}}{365} \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (13.2)$$

где $G_{год}$ – годовой грузооборот нефтебазы (13.3); $k_{об}$ – коэффициент оборачиваемости нефтебазы; k_1 – коэффициент неравномерности завоза и вывоза нефтепродукта, принимается равным $1 \div 2$; k_2 – коэффициент неравномерности подачи железнодорожных цистерн, принимается > 1 .

$$G_{год} = V_{пн} \cdot k_{об}, \quad (13.3)$$

Грузоподъемность маршрута в каждом конкретном случае согласовывается с Министерством путей сообщения, но не превышает $3 \div 4$ тыс. тонн.

Необходимое число эстакад определяют по формуле

$$\mathcal{E} = \frac{N_m \cdot \tau_{\mathcal{E}}}{24}, \quad (13.4)$$

где $\tau_{\mathcal{E}}$ – время занятия эстакады маршрутом, ч.

Время сливно-наливных операций регламентируется «Правилами перевозок жидких грузов наливом в вагонах-цистернах и бункерных полувагонах».

В немеханизированных пунктах налив независимо от рода нефтепродуктов проводят для всей одновременно поданной партии цистерн,

двухосных цистерн и бункерных полувагонов – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – 3 ч. Слив независимо от рода нефтепродуктов также проводят для всей одновременно поданной партии цистерн: из двухосных цистерн – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн – 4 ч.

В механизированных пунктах налив независимо от рода нефтепродукта и грузоподъемности цистерн и бункерных полувагонов осуществляют за 2 ч; слив из двухосных цистерн и бункерных полувагонов – за 1 ч 15 мин, из четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – за 2 ч.

При операциях с высоковязкими нефтепродуктами в величину τ_{Σ} входит время, требуемое для их разогрева.

Длина железнодорожной эстакады рассчитывается как сумма длин цистерн одного вида плюс 30 м на тупик для расцепки (в целях пожаробезопасности):

$$l_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n a_i l_i, \quad (13.5)$$

где a_i – количество цистерн одного типа, *шт.* (табл. прил. 4.6); l_i – длина цистерны одного типа, *м* (табл. прил. 4.6).

На этом расчет сливо-наливной железнодорожной эстакады считается законченным.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

(к разделу 1 методических указаний «Определение исходных расчетных данных»)

Таблица приложения 1.1

Средние температурные поправки, плотность и коэффициент объемного расширения для нефтепродуктов.

Плотность ρ_{293} , кг/м ³	Температурная поправка ξ , кг/(м ³ К)	Коэффициент объемного расширения β , 1/К	Плотность ρ_{293} , кг/м ³	Температурная поправка ξ , кг/(м ³ К)	Коэффициент объемного расширения β , 1/К
700-709	0,897	0,001263	890-899	0,647	0,000722
710-719	0,884	0,001227	900-909	0,638	0,000699
720-729	0,870	0,001193	910-919	0,620	0,000677
730-739	0,857	0,001160	920-929	0,607	0,000656
740-749	0,844	0,001128	930-939	0,594	0,000635
750-759	0,831	0,001098	940-949	0,581	0,000615
760-769	0,818	0,001068	950-959	0,567	0,000594
770-779	0,805	0,001039	960-969	0,554	0,000574
780-789	0,792	0,001010	970-979	0,541	0,000555
790-799	0,778	0,000981	980-989	0,528	0,000536
800-809	0,765	0,000952	990-999	0,515	0,000518
810-819	0,752	0,000924	1000-1009	0,502	0,000499
820-829	0,738	0,000896	1010-1019	0,489	0,000482
830-839	0,725	0,000868	1020- 1029	0,476	0,000464
840-849	0,712	0,000841	1030-1039	0,463	0,000447
850-859	0,699	0,000818	1040-1049	0,450	0,000431
860-869	0,686	0,000793	1050-1059	0,437	0,000414
870-879	0,673	0,000769	1060-1069	0,424	0,000398
880-889	0,660	0,000746	1070-1079	0,411	0,000382

Значения давления насыщенных паров для некоторых видов нефтепродуктов.

Давление насыщенных паров, Ps, мм.рт.ст.							
Реактивные топлива		Дизельные топлива		Автобензины		Авиационные бензины	
Т-1	56	Дл	9,7	А-76	500/600*	Б-100/130	240/360
		Дз	11	А-80	500/600*	Б-91/115	220/360
				А-92	500/600*	Б-95/130	220/360
				экстра	400		

*Примечание: в числителе дроби приведены значения Ps для летнего автобензина, в знаменателе – для зимнего.

(к разделу 2 методических указаний «Выбор оптимальных типоразмеров резервуаров»)

Резервуары являются одним из основных сооружений нефтебаз и предназначены для хранения нефтепродуктов и производства некоторых технологических операций. По материалу, из которого сооружены резервуары, различают металлические, железобетонные, каменные и земляные. Большое развитие получили резервуары, сооружаемые в горных выработках. Основным строительным материалом для выработок является сама горная порода.

По отношению к уровню земли резервуары могут быть:

- *подземными*, когда наивысший уровень нефтепродукта в резервуаре находится не менее чем на 0,2 м ниже наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки (к подземным относятся также резервуары, имеющие обсыпку не менее чем на 0,2 м выше допускаемого наивысшего уровня нефтепродукта в резервуаре);
- *наземными*, когда днище резервуара находится на одном уровне или выше наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м от стенки резервуара).

Для полной сохранности качества и количества нефтепродуктов, разработано большое количество различных конструкций резервуаров. Выбор типа резервуара в каждом конкретном случае должен быть обоснован специальным технико-экономическим расчётом.

Ёмкости для хранения нефтепродуктов могут быть подразделены по следующим признакам:

1) по *материалу*, из которого они изготовлены: металлические, железобетонные, каменные, земляные, синтетические, ледогрунтовые и горные в различных горных породах;

2) по *величине избыточного давления*: резервуары низкого давления, в которых избыточное давление мало отличается от атмосферного ($P_n \leq 0,002$ МПа) и резервуары высокого давления ($P_n > 0,002$ МПа);

3) по *технологическим операциям*:

- резервуары для хранения маловязких нефтей и нефтепродуктов;
- резервуары для хранения высоковязких нефтей и нефтепродуктов;
- резервуары-отстойники;
- резервуары специальных конструкций для хранения нефтей и нефтепродуктов с высоким давлением насыщенных паров;

4) по конструкции:

- стальные резервуары вертикальные цилиндрические с коническими и сферическими крышами, горизонтальные цилиндрические с плоскими и пространственными днищами, каплевидные, шаровые;
- железобетонные резервуары (вертикальные и горизонтальные цилиндрические, прямоугольные и траншейные).

Нефтехранилища в горных выработках, сооружаемые в пластах каменной соли путем размыва и уплотнения пластических пород взрывом, шахтные и ледогрунтовые.

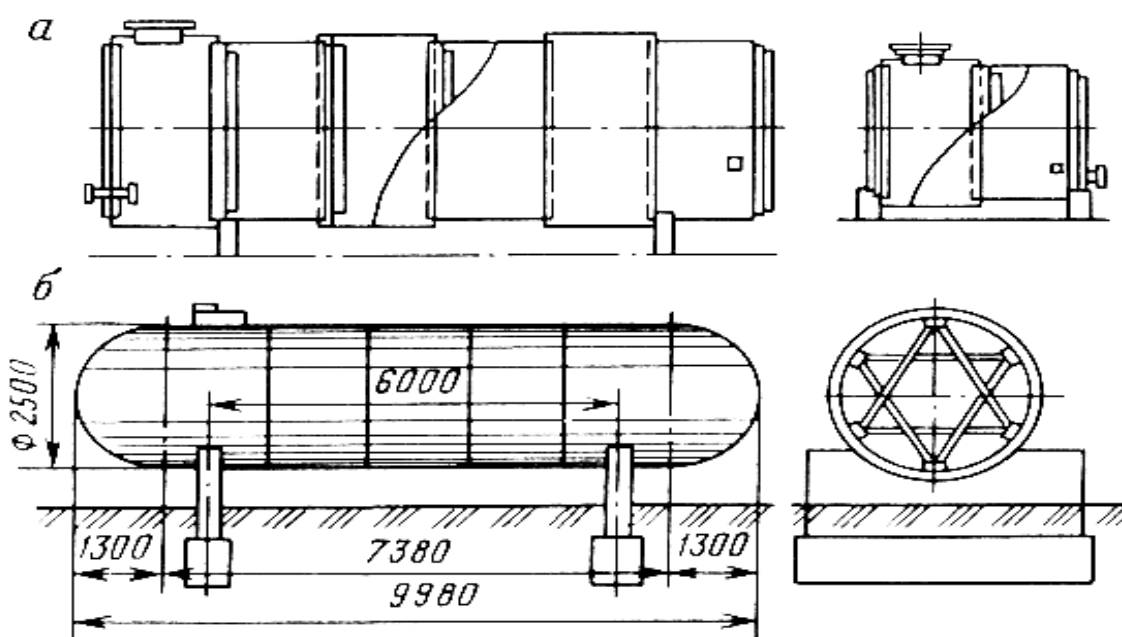


Рис. приложения 2.1. Горизонтальный резервуар объемом 50 м^3
а – с плоским днищем; б – с цилиндрическим днищем

В зависимости от назначения резервуары разделяются на две группы. К **первой группе** относятся резервуары, предназначенные для хранения жидкостей при избыточном давлении от 0,07 МПа включительно и температуре до 120°C . Такие резервуары проектируются и изготавливаются

согласно «Нормам и технологическим условиям проектирования и изготовления стальных конструкций и промышленных сооружений». Ко **второй группе** относятся резервуары, работающие под давлением более 0,07 МПа. Они проектируются и изготавливаются по специальным технологическим условиям. Эксплуатация этих конструкций находится под особым наблюдением специальной Государственной инспекции.

Цилиндрические резервуары являются наиболее распространенными для хранения нефтепродуктов, относительно просты в изготовлении и наиболее экономичны по стоимости. Различают вертикальные цилиндрические резервуары низкого и высокого давления, с плавающими крышами и понтонами; горизонтальные цилиндрические резервуары высокого и низкого давления, наземные и подземные.

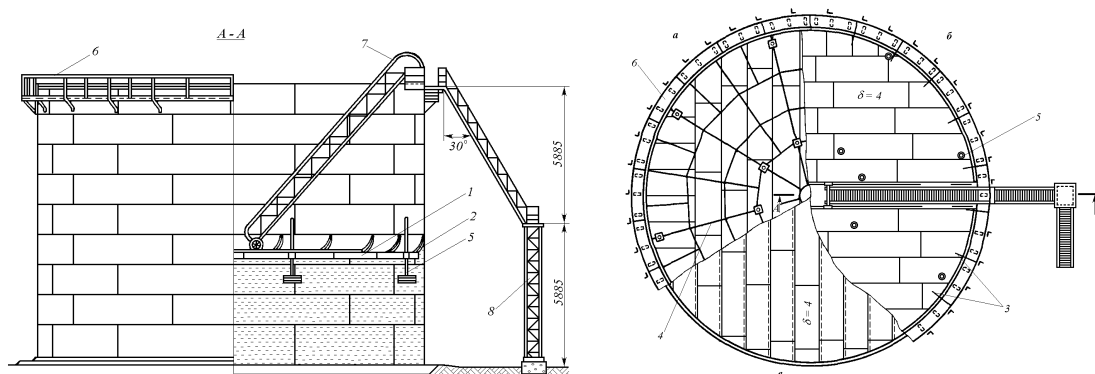


Рис. приложения 2.2. Резервуар с плавающей крышей

*а – план ребер жесткости; б – план верхнего настила плавающей крыши;
в – план днища резервуара; 1 – плавающая крыша; 2 – затвор;
3 – кронштейны затвора; 4 – ребро жесткости; 5 – опорные стойки;
6 – балкон; 7 – подвижная лестница; 8 – неподвижная лестница*

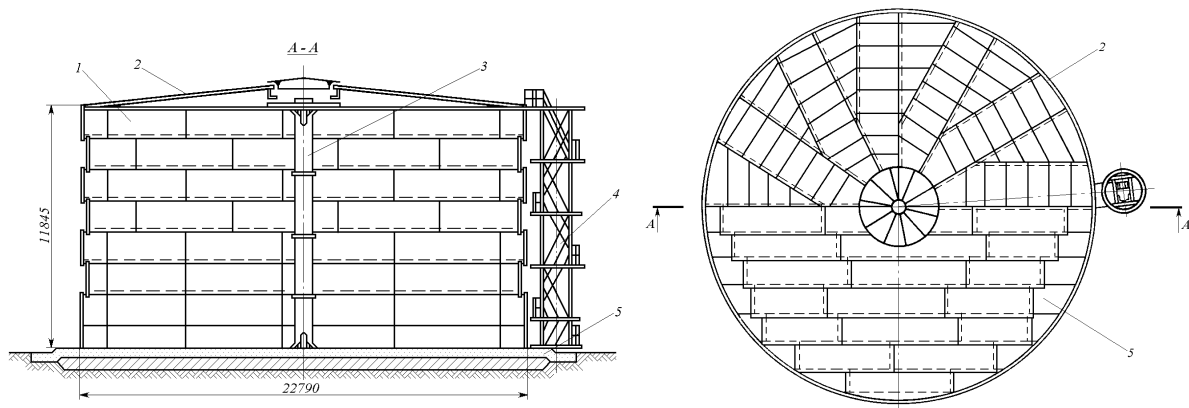


Рис. 2.3. Стальной цилиндрический резервуар со щитовой кровлей
объемом 5000 м³
1 – корпус; 2 – покрытие; 3 – опорная стойка; 4 – лестница; 5 – днище

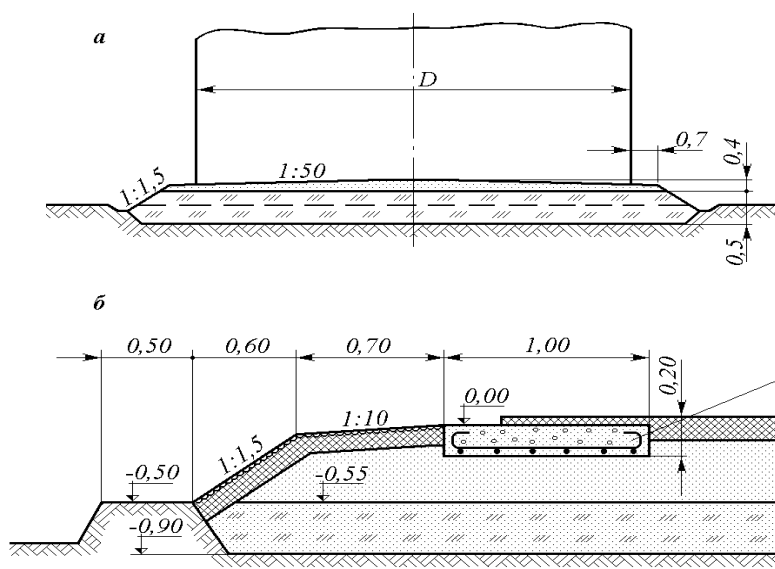


Рис. 2.4. Нормальный фундамент для вертикального стального резервуара
10000 м³; 1 – гидроизоляционный слой;
грунт
атур

2 -

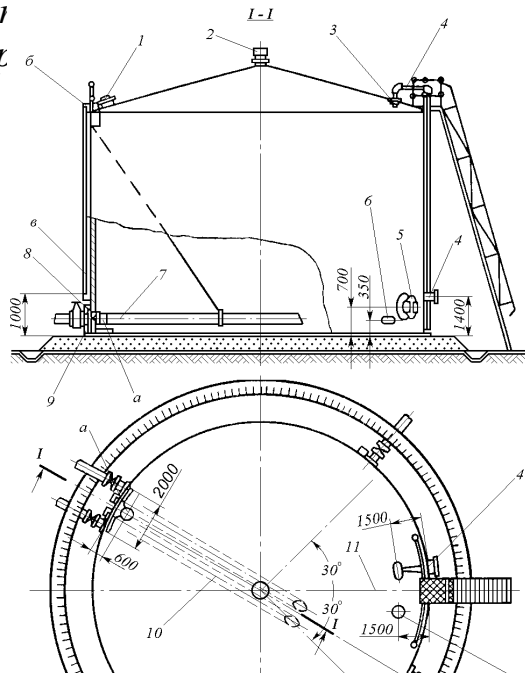
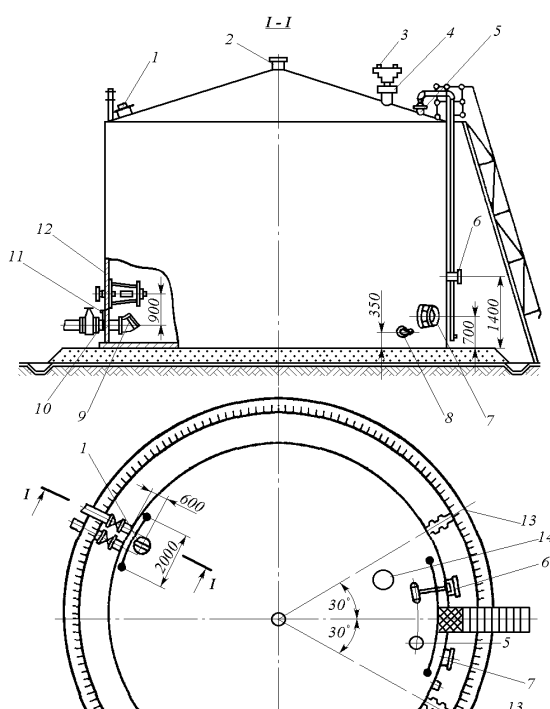


Рис. приложения 2.5 Схема расположения оборудования на вертикальном
стальном резервуаре

а – для маловязких нефтепродуктов; б – для высоковязких нефтепродуктов

Таблица приложения 2.1

Характеристика надземных горизонтальных резервуаров

Показатель	Номинальный объем, м ³					
	5	10	25	50	75	100
Геометрический объем, м ³	5,7	10,79	26,9	55,5	76,9	101,5
Диаметр, мм	1900	2220	2700	2760	3240	3240
Длина оболочки, мм	2030	2750	4150	8940	8940	11920
Пролет, мм	1980	2750	4150	4500	5400	5400
Толщина конического днища, мм	-	5	5	5	5	5
Толщина плоского днища, мм	4	4	4	4	4	4
Число опорных колец жесткости, шт.	-	-	-	-	2	2
Число промежуточных колец жесткости, шт.	-	1	1	1	2	4
Масса резервуара, т	0,72	1,09	1,86	3,44	4,23	5,41
Удельный расход стали на 1 м ³ объема, кг	126	101	69	62	55	53

Таблица приложения 2.2

Технико-экономические показатели резервуаров с плавающей крышей

Показатель	Номинальный объем, тыс. м ³								
	1	2	3	5	10	20	30	50	100
Полезный объем, тыс.м ³	0,94	2,0	3,15	4,9	10,3	20,9	29,6	47,5	103,6
Диаметр, м	10,43	15,18	18,9	20,9	28,5	39,9	45,6	60,7	88,7
Высота стенки, м	11,92	11,92	11,9	14,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
Расход металла, т	27,3	51,8	75,2	115	211	396	470	711	1514
Удельный расход металла на 1 м ³ полезного объема, кг	29,0	25,4	24,0	23,4	20,3	18,8	16,0	15,0	14,5

Таблица приложения 2.3

*Технико-экономические показатели стальных резервуаров
со стационарной крышей*

Показатель	Номинальный объём, тыс. м ³					
	1	2	3	5	10	20
Геометрический объём, тыс. м ³	1,06	2,15	3,370	4,866	10,950	19,450
Полезный объём (вместимость), м ³	1,02	2,07	3,190	4,650	9,850	17,500
Диаметр, м	12,3	15,1	18,98	22,8	34,20	45,60
Высота стенки, м	11,9	11,9	11,92	11,92	11,92	11,92
Толщина стенки, мм	6x4	6x4x5	7+2x6	9+8x7	—	13+7*11
Масса, т:						
стенки	11,0	23,2	31,14	50,10	100,63	152,83
днища	3,87	7,07	11,72	19,50	41,70	84,04
центральной стойки	—	1,49	1,49	1,57	—	—
крыши	5,96	7,45	13,15	20,85	49,83	101,57
кольца жесткости	—	—	—	—	12,55	29,39
лестниц, ограждений, площадок	2,04	5,03	5,34	5,68	4,88	5,37
Общая масса резервуара, т	22,9	44,2	62,84	97,68	209,70	373,20
Удельный расход стали на 1 м ³ полезного объема, кг	21,4	20,6	18,7	20,0	19,2	19,0

Таблица приложения 2.4

Рекомендуемые значения коэффициента использования

Емкость резервуара, м ³	Значение k_u для типа резервуара		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
До 5 000 включительно	0,85	0,81	0,80
От 10 000 до 30 000	0,88	0,84	0,83

Таблица приложения 2.5

Технико-экономические показатели резервуаров с понтоном

Показатель	Номинальный объем, тыс. м				
	1	2	3	5	10
Полезный объем, тыс. м ³	0,94	2,01	3,15	4,90	10,3
Диаметр, м	10,43	15,18	18,98	20,9	28,5
Высота стенки, м	11,92	11,92	11,92	14,9	17,9
Расход металла, т	30,0	55,5	83,5	119,8	224,2
Удельный расход металла на 1 м ³ полезного объема, кг	32,2	27,6	26,5	24,5	21,8
Показатель	Номинальный объем, тыс. м ³				
	15	20	30	50	100
Полезный объем, тыс. м ³	15,3	20,9	29,6	47,46	99,89
Диаметр, м	34,2	39,9	45,6	60,7	88,7
Высота стенки, м	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
Расход металла, т	323,0	438,5	584,1	869,2	2175,8
Удельный расход металла на 1 м ³ полезного объема, кг	21,1	21,0	19,4	18,4	21,8

Таблица приложения 2.6

Расстояние зданий и сооружений от наземных резервуаров

Здания и сооружения склада	Расстояние, м, от наземных резервуаров склада категории				
	2	3	4	5	6
1	I	II	IIIa	IIIб	IIIв
1. Сливоналивные устройства: а) для морских и речным судов (сливоналивные причалы и пирсы);	75	50	50	50	50

1	2	3	4	5	6
б) для железнодорожных (железнодорожные сливноналивные эстакады) и автомобильных цистерн	30	20	20	20	20
2. Продуктовые насосные станции (насосные цехи), здания и площадей для узлов задвижек продуктовых насосных станций, узлы учета и замера, разливные, расфасовочные, канализационные насосные станции неочищенных нефтесодержащих сточных вод	30	15	15	15	10
3. Складские здания для нефтепродуктов в таре, площадки для хранения нефтепродуктов в таре и для хранения тары (бывшей в употреблении или чистой горючей), здания и площадки пунктов сбора отработанных нефтепродуктов	30	20	20	20	15
4. Водопроводные (питьевого назначения) и противопожарные насосные станции, пожарные посты и помещения хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств, противопожарные резервуары или водоемы (до водозаборных колодцев или места забора воды)	40	40	40	40	30
5. Канализационные очистные сооружения производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами):					
а) пруды-отстойники, шламонакопители, закрытые нефтеловушки, флотационные установки вне здания (площадью зеркала	30	30	30	30	20
б) флотационные установки и фильтры в зданиях, закрытые нефтеловушки (площадью зеркала менее 400 м ² буферные резервуары и резервуары-отстойники объемом менее 700 м ³ , установки по отмывке осадка включая резервуары-шламосборники и озонаторные установки;	15	15	15	15	10
в) пруды-испарители	24	24	18	15	15
6. Здания и сооружения с производственными процессами с применением открытого огня (печи для разогрева нефти, котельные, процессы сварки и т.п.), гаражи и помещения технического обслуживания автомобилей от резервуаров: - с легковоспламеняющимися нефтью и нефтепродуктами;	60	40	40	40	30

Продолжение таблицы приложения 2.6

- с горючими нефтью и нефтепродуктами	60	30	30	30	24
7.Здания пожарных депо (без жилых помещений), административные и бытовые здания	40	40	40	40	30
8.Технологические установки с взрывопожароопасными производствами на центральных пунктах сбора нефтяных месторождений (установки подготовки нефти, газа и воды, предварительного сброса пластовой воды)	40	40	40	40	24
9.Узлы пуска или приема очистных устройств	30	30	30	30	30
10.Край проезжей части внутренних автомобильных дорог и проездов	15	15	9	9	9
11. Прочие здания и сооружения склада	20	20	20	20	20

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

(к разделу 4 методических указаний «Подбор насосно-силового оборудования»)

На нефтебазах в качестве основных насосов используют центробежные насосы двустороннего входа предназначены для перекачивания нефтепродуктов: сырой нефти, автомобильного и авиационного бензина, дизельного топлива температурой от 278 до 318 К (от +5 до +45 °С).

Таблица приложения 3.1

Характеристики насосов типа НД

Марки насоса	D, мм	Марка электродвиг.	Параметры эл. двиг. кВт/об	Насос Q/H	Доп. кав. зап., м
1	2	3	4	5	6
6НДв-Б	405	КО51-4 ВАО82-4	75/1500 55/1500	325/49	5,0
6НДв-Б	380			300/44	5,2
6НДв-Б	360			250/40	5,5
8НДв-Нм	525	ВАО2-280М6	110/1000	500/38,5	5,5
8НДв-Нм	500			450/34,5	6,2
8НДв-Нм	470			450/29,0	6,5
8НДв-Нм	525	ВАО2-315М4	250/1500	600/92,0	3,2

Продолжение таблицы приложения 3.1

1	2	3	4	5	6
8НДВ-НМ	500			600/82,0	3,5
8НДВ-НМ	470			580/71,0	3,7
12НДС-НМ	460	BAO2-280M6	110/1000	800/28,0	5,2
12НДС-НМ	430			750/24,6	5,4
12НДС-НМ	400			700/20,5	5,4
12НДС-НМ	460	BAO2-315M4	250/1500	1200/65,0	3,6
12НДС-НМ	430			1150/56,0	4,0
12НДС-НМ	400			1100/47,0	4,2
14НДС-НМ	540	BAO2-315M6BAO2-280L6	160/1000 132/1000	1100/40,0	5,0
14НДС-НМ	510			1000/36,0	5,2
14НДС-НМ	480			900/31,0	5,4

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

(к разделу 6 методических указаний «Гидравлический расчет технологических трубопроводов»)

Таблица приложения 4.1

Характеристики приемо-раздаточных устройств

Условный диаметр ПРУ, мм	Пропускная способность для нефти и нефтепродуктов, м ³ /ч	Пропускная способность для темных нефтепродуктов, м ³ /ч
ПРУ-250	300-450	170-300
ПРУ-300	400-600	250-400
ПРУ-350	600-850	350-500
ПРУ-400	700-1100	450-700
ПРУ-500	1100-1750	700-1100
ПРУ-600	1500-2500	1100-1750
ПРУ-700	2200-3500	1750-2500

Таблица приложения 4.2

Характеристики нефтепродуктопроводов

Продуктопроводы			Нефтепроводы		
Годовая произво- дительность млн. т.	Рабочее давление, кГ/см ²	Наружный диаметр, мм	Годовая производитель- ность млн. т.	Рабочее давление, кГ/см ²	Наружный диаметр, мм
0,7-0,9	90-100	219	6-8	55-65	529
1,3-1,6	75-85	273	10-12	55-65	630
1,8-2,3	65-75	325	14-17	50-60	720
2,5-3,2	55-65	377	20-24	50-60	820
3,5-4,8	55-65	426	25-32	45-55	920
6,8-8,5	55-65	529	35-45	45-55	1020

Таблица приложения 4.3

Зависимость скорости от вязкости нефтепродуктов

Кинематическая вязкость нефтепродукта, $\nu \cdot 10^{-6}$ м /с	Средняя скорость, м/с	
	всасывание	нагнетание
1,0-11,4	1,5	2,5
11,4-28,4	1,3	2,0
28,4-74,0	1,2	1,5
74,0-148,2	1,1	1,2
148,2-444,6	1,0	1,1
444,6-889,2	0,8	1,0

Таблица приложения 4.4

Значение абсолютной эквивалентной шероховатости

Трубы	Состояние трубы	K_{Σ} , мм
бесшовные стальные	новые и чистые	0,01-0,02
стальные сварные	новые и чистые	0,03-0,12
асбоцементные	новые	0,05-0,1
бетонные	новые, из предварительно напряженного бетона	0-0,05
	новые, центробежные	0,15-0,3

Таблица приложения 4.5

Коэффициенты местных сопротивлений при турбулентном режиме

Наименование сопротивления	ζ
Вход в трубу с острыми краями	0,50
Вход в трубу, если она вдаётся внутрь резервуара	1,00
Угольник с углом поворота 45°	0,44
Угольник с углом поворота 90°	1,32
Тройник	0,32
Задвижка открытая	0,15
Фильтр для светлых нефтепродуктов	1,70
Фильтр для темных нефтепродуктов	2,20
Колено плавное с углом поворота 90°	0,23
Плавный переход	0,26
Внезапное расширение потока	1,00

Таблица приложения 4.6

Трубы стальные из низколегированных сталей

$D_{нар}$, мм	Толщина стенки, мм	
	бесшовные горяче-деформированные ГОСТ 8732-78	электросварные, холодно-деформированные ГОСТ 10707-80
25; 28; 32; 38; 42; 45; 50	2,5; 2,8; 3,0; 4,0; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	1; 1,2; 1,4; 1,5; 1,6; 1,8; 2,0; 2,2; 2,5
54; 57; 60; 63,5; 68; 70; 73; 76	3; 3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	1,4; 1,5; 1,6; 1,8; 2,0; 2,2; 2,5; 2,8; 3,0; 3,2; 3,5

83; 89; 95; 102	3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9	2,5; 2,8; 3,0; 3,2; 3,5
108; 114; 121; 127; 133	4; 4,5; 5; 5,5; 6; ÷9; 11÷14	
140; 146; 152; 159	4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12-16	
168; 180; 194	5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11÷18	
203; 219; 245; 273; 299; 325	6÷18	
351; 377; 402; 426; 450; 480	8÷18	

Таблица приложения 4.7

Коэффициенты местных сопротивлений при ламинарном режиме

Наименование сопротивления	ζ
Вход в трубу с острыми краями	0,75
Вход в трубу, если она вдается внутрь резервуара	1,50
Угольник с углом поворота 45°	0,70
Угольник с углом поворота 90°	1,60
Тройник	0,38
Задвижка открытая	0,19
Колено плавное с углом поворота 90°	0,27
Плавный переход	0,30
Внезапное расширение потока	1,77

Таблица приложения 4.8

Трубы из углеродистых сталей

$D_{нар}, мм$	Марка стали	Толщина стали, мм
<i>Сварные прямошовные трубы</i>		
426	Сталь обыкновенная ВСт4сп5	7; 8; 9
426	Сталь углеродистая 0,8; 10; 15; 20	7; 8; 9
325	Сталь обыкновенная ВСт3сп5	8
273	Сталь обыкновенная ВСт2сп5	7; 8
219		6; 7; 7,6
168		6; 7
114		4
<i>Сварные спирально-шовные трубы</i>		
377	ВСт3сп5	6
325	ВСт3сп5	5; 6
273	ВСт3Гпс5	4,5; 5

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

(к разделу 13 методических указаний «Расчет железнодорожной эстакады»)

Самотечный слив и налив нефтепродуктов

Турбулентный режим истечения

Если слив из цистерны происходит при турбулентном режиме течения (параметр Рейнольдса >2000), то время слива определяется по формуле:

$$\tau_T = \tau_0 \left[\left(\frac{2}{k^2} - 1 \right) E \left(k, \frac{\pi}{2} \right) - \left(\frac{2}{k^2} - 2 \right) F \left(k, \frac{\pi}{2} \right) \right], \quad (5.1)$$

где F -эллиптический интеграл первого рода; E -эллиптический интеграл второго рода.

Эллиптические интегралы F и E берутся при модуле $k = \sqrt{\frac{aD}{b}}$ и амплитуде $\frac{\pi}{2}$. Значения τ_0 , a и b определяются по формулам, приведенным в табл. 5.3.

В формулах приняты следующие обозначения:

μ - коэффициент расхода; f - площадь поперечного сечения трубопровода; d -диаметр сливного трубопровода; D_1 - диаметр котла цистерны; D_2 - диаметр горизонтального резервуара-приемника; L_1 - длина котла цистерны; L_2 - длина горизонтального резервуара-приемника; F_2 - площадь зеркала нефтепродукта в вертикальном резервуаре – приемнике.

Время слива при турбулентном режиме истечения можно определить по упрощенной формуле:

$$\tau_T = \frac{3\pi}{8k_c} \tau_0 \left(1 - \sqrt{1 - k^2} \right), \quad (5.2)$$

где k_c -коэффициент, определяемый по графику (рис. прил. 5.1).

Коэффициент расхода при сливе под уровень жидкости определяется по формуле:

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{\lambda \frac{l}{d} + \sum \zeta}}; \quad (5.3)$$

при сливе в атмосферу через сливной трубопровод или непосредственно через патрубок коэффициент расхода

$$\mu_0 = \frac{1}{\sqrt{1 + \lambda \frac{l}{d} + \sum \zeta}}, \quad (5.4)$$

где λ -коэффициент гидравлического сопротивления; l -длина трубопровода; d -диаметр трубопровода; $\sum \zeta$ -сумма коэффициентов местных сопротивлений трубопровода и сливного прибора.

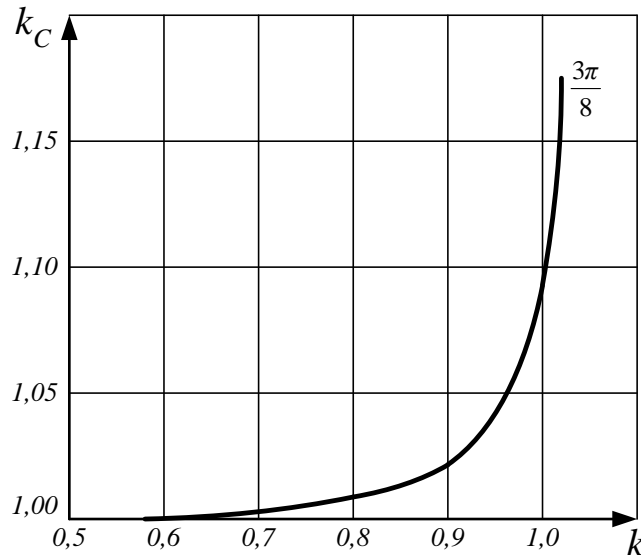


Рис. приложения 5.1. Кривая зависимости коэффициента k_c от k .

Коэффициент гидравлического сопротивления λ при турбулентном режиме истечения изменяется в сравнительно узких пределах. Поэтому определение коэффициента расхода производится в следующем порядке. Так как истечение нефтепродукта из цистерны при турбулентном режиме происходит, как правило, в области действия закона Блазиуса, задаются значением λ в пределах 0,017-0,042 и подставляют в формулу. Затем определяют начальную ω_n и конечную ω_k скорости истечения нефтепродукта из цистерны по формулам:

$$\begin{aligned} \omega_n &= \mu \sqrt{2g(H + D_1 - z_2^0)} \\ \omega_k &= \mu \sqrt{2g(H - z_{2k})} \end{aligned}, \quad (5.5)$$

где z_2^0 - возможный уровень нефтепродукта над концом сливного трубопровода в резервуаре – приемнике в начале слива; z_{2k} - тот же уровень в конце слива.

По найденным скоростям истечения определяют начальное и конечное

значения параметра Рейнольдса, и по формуле Блазиуса подсчитывают λ_n и λ_k . Принятая в начале величина λ должна соответствовать среднеарифметическому λ_n и λ_k .

Когда слив нефтепродукта начинается при наличии z_2^0 , значение H – уменьшается на эту величину.

Значения коэффициентов местного сопротивления при турбулентном режиме можно принимать по табл. 11.16.

Гидравлическое сопротивление шлангов учитывается в формуле для потери напора коэффициентом $\lambda_{шл}=0,10$.

Таблица приложения 5.1

Коэффициенты местных сопротивлений при турбулентном режиме

Наименование сопротивления	ζ
Вход в трубу с острыми краями	0,50
Вход в трубу, если она вдается внутрь резервуара	1,00
Угольник с углом поворота 45^0	0,44
Угольник с углом поворота 90^0	1,32
Тройник	0,32
Задвижка открытая	0,15
Фильтр для светлых нефтепродуктов	1,70
Фильтр для темных нефтепродуктов	2,20
Колено плавное с углом поворота 90^0	0,23
Плавный переход	0,26
Внезапное расширение потока	1,00

Ламинарный режим истечения

Время слива при ламинарном режиме истечения определяется по основной формуле:

$$\tau_{\lambda} = A \left\{ \frac{\pi \nu \alpha}{d} \left[\frac{2-k^2}{2k^2} - \frac{\sqrt{1-k^2}}{k^2} \right] + \frac{2}{3} \beta \sqrt{2gb} * \left[\left(\frac{2}{k^2} - 1 \right) E \left(k, \frac{\pi}{2} \right) - \left(\frac{2}{k^2} - 2 \right) F \left(k, \frac{\pi}{2} \right) \right] \right\} \quad (5.6)$$

или по упрощенной формуле

$$\tau_s = \frac{\pi}{4k_c} A \left[\frac{\nu\alpha}{2d} \ln \frac{1}{1-k^2} + \beta \sqrt{2gb(1-\sqrt{1-k^2})} \right] \quad (5.7)$$

Здесь ν - коэффициент кинематической вязкости нефтепродукта. Коэффициенты α и β для ламинарного режима связаны с приведенной длиной трубопровода и параметром Рейнольдса следующим образом:

$$\frac{l_{np}}{d} = \alpha + \beta \text{Re}_T, \quad (5.8)$$

где приведенная длина трубопровода l_{np} есть сумма геометрической длины трубопровода l и длины, эквивалентной местным сопротивлениям l_m :

$$l_{np} = l + l_m = l + \frac{d}{\lambda} \sum \zeta, \quad (5.9)$$

а теоретический параметр Рейнольдса

$$\text{Re}_T = \frac{\text{Re}}{\mu} \quad (5.10)$$

Если теперь построить график уравнения (5.10) в координатах $\frac{l_{np}}{d} - \text{Re}_T$, то прямая отсечет на оси $\frac{l_{np}}{d}$ отрезок α , равный геометрической длине трубопровода l , выраженной числом диаметров трубопровода: $\alpha = \frac{l}{d}$. Тангенс угла наклона прямой выражается величиной β : $\beta = \frac{l_{np} - l}{d \text{Re}_T} = \frac{\sum \zeta}{\lambda \text{Re}_T}$.

Таким образом, величина α определяется геометрическими размерами трубопровода, а β - числом и характером местных сопротивлений трубопровода.

При ламинарном режиме течения местные сопротивления зависят не только от их типа, но и от числа Рейнольдса. Коэффициенты местных сопротивлений ζ при $Re=2000$ можно принимать по таблице приложения 5.2.

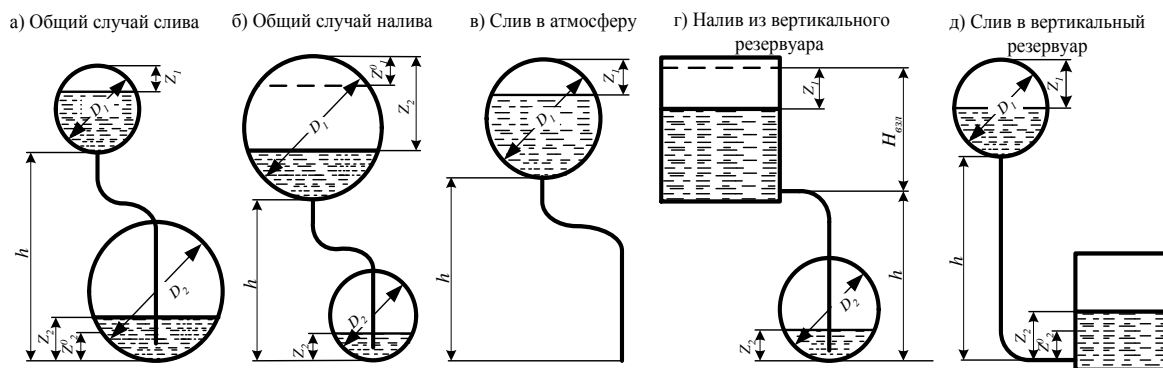


Рис. приложения 5.2. Схемы самотечного слива и налива

Таблица приложения 5.2

Коэффициенты местных сопротивлений при ламинарном режиме

Наименование сопротивления	ζ
Вход в трубу с острыми краями	0,75
Вход в трубу, если она вдавливается внутрь резервуара	1,50
Угольник с углом поворота 45°	0,70
Угольник с углом поворота 90°	1,60
Тройник	0,38
Задвижка открытая	0,19
Колено плавное с углом поворота 90°	0,27
Плавный переход	0,30
Внезапное расширение потока	1,77

Таблица приложения 5.3

Рекомендуемое количество сливо-наливных устройств

Количество маршрутов	Количество сливо-наливных устройств	Примечание
от 0,35 до 1 включительно	на 1/3 маршрута	Распределительная нефтебаза
более 1 до 3 включительно	на 1/2 маршрута	Распределительная нефтебаза
более 3 до 6 включительно	на 1 маршрут	Перевалочная нефтебаза

Таблица приложения 5.4

*Расчетные формулы для различных случаев самотечного
налива и слива нефтепродукта*

а)	б)	в)	г)	д)
$\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu fa\sqrt{2g}}$	$\tau_0 = \frac{4L_2D_2\sqrt{b}}{3\mu fa\sqrt{2g}}$	$\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu a\sqrt{2g}}$	$\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu a\sqrt{2g}}$	$\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu a\sqrt{2g}}$
$A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2 a}$	$A = \frac{256L_2D_2}{\pi g d^2 a}$	$A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2}$	$A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2 a}$	$A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2 a}$
$a = 1 + \frac{D_1L_1}{D_2L_2}$	$a = 1 + \frac{D_2L_2}{D_1L_1}$	$a = 1$	$a = 1 + \frac{\pi D_1L_1}{4F_2}$	$a = 1 + \frac{\pi D_1L_1}{4F_2}$
$b = H + D_1 - z_2^0$	$b = H + H_{\text{взл}}$	$b = H + D_1$	$b = H + D_1 - z_2^0$	$b = H + D_1 - z_2^0$
$k = \sqrt{\frac{aD_1}{b}}$	$k = \sqrt{\frac{aD_2}{b}}$	$k = \sqrt{\frac{D_1}{b}}$	$k = \sqrt{\frac{aD_1}{b}}$	$k = \sqrt{\frac{aD_1}{b}}$
$\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$	$\chi_{KP} = \frac{z_{2KP}}{D_2}$	$\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$	$\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$	$\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$

Таблица приложения 5.5

Техническая характеристика железнодорожных цистерн

Груз	Модель цистерны	Параметры котла			
		Вместимость, м ³		Диаметр, м	Длина, м
		полная	полезная		
Бензин и светлые нефтепродукты	15-890	61,2	60,0	2,8	10,300
	15-892				
	15-894				

Продолжение таблицы приложения 5.5

	15-1443 15-1427 15-1428	73,1	71,7	3,0	10,770
	15-1547	85,6	83,9	3,2	11,194
	15-871	140,0	137,2	3,0	19,990
	15-1500	161,6	156,2	3,2	20,650
Вязкие нефтепродукты	15-897	62,3	60,3	2,8	10,520
	15-1566	73,2	70,0	3,0	10,770

Таблица приложения 5.7

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 стояков: при трех коллекторах при четырех коллекторах	34	52	70	88	106	124	142	160	178
	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

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

(к разделу 12 методических указаний «Расчет причалов»)

Слив танкеров и барж

При выгрузке нефтепродукта из нефтеналивного судна грузовыми насосами (рис. прил. 5.1) средний расход слива Q_c находится из условия, что заполняется наиболее удаленный от причала резервуар.

Величина Q_c находится решением квадратного уравнения

$$\left[\frac{b}{n_h^2} + \frac{8}{\pi^2 g} \left(\sum_1^{n_1} \lambda_i \frac{l_i}{d_i^5} + \sum_1^{n_2} \frac{\zeta_i}{d_i^4} \right) \right] Q_c^2 - \frac{a}{n_h} Q_c + Z_E - Z_c + H_p - H_0 = 0 \quad (6.1)$$

где H_0 , a , b – коэффициенты, описывающей напорную характеристику грузового насоса; n_h – количество параллельно работающих насосов; λ_i – коэффициент гидравлического сопротивления i -го участка трубопроводной коммуникации, имеющего диаметр d_i и протяженность l_i ; n_1 – число участков разного диаметра; n_2 – число местных сопротивлений; ζ_i – коэффициент местного сопротивления; Z_E , Z_c – нивелирная высота соответственно днища заполняемого резервуара и уровня нефтепродукта в судне; H_p – уровень нефтепродукта в заполняемом резервуаре.

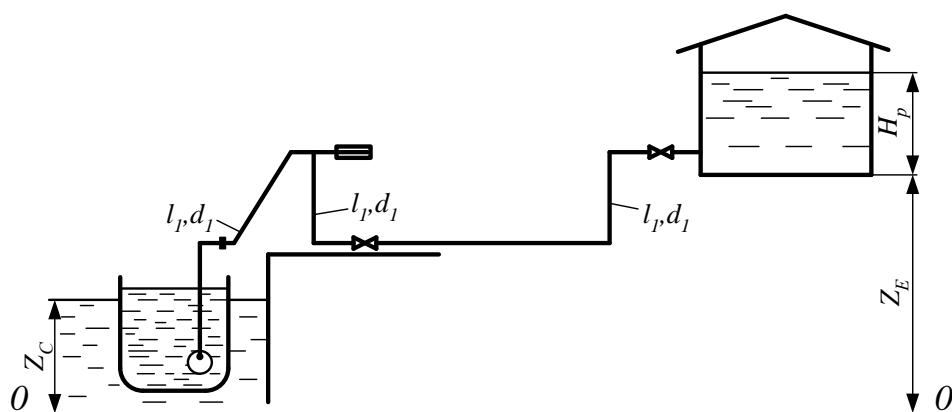


Рис. приложения 6.1 *Схема выгрузки нефтепродукта из нефтеналивного судна*

Ориентировочно можно принять Z_c равным высоте нижнего горизонта вод, а H_p – половине высоты резервуара.

Так как λ_i зависит от расхода, то величина Q_c находится методом

последовательных приближений. Для облегчения решения данной задачи удобно представить

$$\lambda_i = \lambda_1 \cdot \left(\frac{d_i}{d_1} \right)^m \quad (6.2)$$

где λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления на участке диаметром d_1 .

Соответственно формула (6.1) принимает вид:

$$\left[\frac{b}{n_n^2} + \frac{8}{\pi^2 g} \left(\frac{\lambda_1}{d_1^m} \sum_1^{n_i} \frac{l_i}{d_i^{5-m}} + \sum_1^{n_i} \frac{\zeta_i}{d_i^4} \right) \right] Q_c^2 - \frac{a}{n_n} Q_c + Z_E - Z_c + H_p - H_0 = 0 \quad (6.3)$$

Подбор зачистных насосов (если их нет на судне) производится по необходимому расходу слива

$$Q_{c.mp} = \frac{V_{сл}}{\tau_{сл}^{треб}} \quad (6.4)$$

и необходимому напору

$$H_c = \frac{8Q_{c.mp}^2}{\pi^2 g} \left(\sum_1^{n_i} \lambda_i \frac{l_i}{d_i^5} + \sum_1^{n_i} \frac{\zeta_i}{d_i^4} \right) + Z_E - Z_c + H_p \quad (6.5)$$

где $V_{сл}$ – объем сливаемого нефтепродукта;

$\tau_{сл}^{треб}$ – требуемое время слива судна.

Выбор температуры подогрева производится таким образом, чтобы выполнялось неравенство

$$H_{вак} \geq h + h_m + \Delta Z + \frac{P_s}{\rho g} \quad (6.6)$$

где $H_{вак}$ – вакууметрическая высота всасывания насосов; h – потери напора на трение, по длине всасывающего трубопровода; h_m – суммарные потери напора на местных сопротивлениях всасывающего трубопровода; ΔZ – разность нивелирных высот всасывающего патрубка насоса и уровня нефтепродуктов в емкости; P_s – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре перекачки.

При проектных расчетах ориентировочный внутренний диаметр трубопроводов находится по формуле

$$d_0 = \sqrt{\frac{4Q_c}{\pi W_0}} \quad (6.7)$$

где W_0 – ориентировочная средняя скорость перекачки нефтепродукта.

Найденные ориентировочные значения диаметров округляются в большую сторону до ближайшего значения.

При правильно выбранных размерах трубопроводной коммуникации общее время слива нефтепродуктов должно быть меньше нормативного.

Расчет принудительного нижнего слива железнодорожных цистерн выполняется аналогично, однако, при расчете Q_c по формуле (6.3) необходимо учитывать наличие сливного прибора.

Таблица приложения 6.1

Основные показатели морских танкеров

Показатели	«Олег Кошевой»	«Казбек»	«Прага»	«Лисичанск»	«София»	«Крым»
Дедвейт, т	4696	11800	30720	34640	49370	150000
Техническая скорость, км/ч	18,5	23,7	34,6	33,1	31,5	31,5
Число насосов	2	4	3	3	4	3
Подача насоса, м ³ /ч	500	250	750	1100	750	5000
Напор грузового насоса, м	100	100	80	100	100	80

Основные показатели речных танкеров и нефтерудовозов

Показатели	Номер проекта					
	1754А	P77	1553	558	1577	587
Грузоподъемность, т	1000	2150	2700	4 5000	4800	3000
Грузовые насосы: марка	ЦСП-57	ЦСП-57	8НДВ	10НД-6х1	10НД-6х1	6НДВБ
число	2	2	2	2	2	2
подача, м ³ /ч	130	148/74	500	500	500	360
напор, м	55	71,5/143	33	55	55	47
Размеры, м:						
длина	86,7	108,8	119,9	132,6	132,6	110,2
ширина	12,99	15,10	13,42	16,75	16,90	13,40
осадка с грузом	1,6	2,5	3,5	3,6	3,5	3,3

Таблица приложения 6.3

Основные показатели нефтеналивных барж

Показатели	Номер проекта и тип баржи								
	P27	168Б	459Н	428	403Б	248А	504	«Великан»	«Алдан»
Класс перевозимого нефтепродукта	III, IV	I, II	I, II	I, II, III	I	I	I	II, III, IV	IV
Грузоподъемность, т	3000	3909	2050	6000	3700	200	40	11750	10000
Подача, м ³ /ч:									
погрузки	1000	1000	1200	1000	1000	-	-	1200	1200
выгрузки	800	800	800	1000	800	-	-	600	600
Размеры, м:									
длина	111,2	109,0	78,35	137,7	110,8	40,65	25,9	177,5	165,4
ширина	20,5	16,48	14,44	19,5	16,48	7,33	5,63	24,6	22,6
осадка с грузом	2,6	2,9	2,28	3,05	2,85	1,11	0,75	3,6	35,6

Нормы страхового запаса нефтепродуктов

Тип нефтебазы	Месторасположение	Норма запаса, %
Железнодорожные, водные (незамерзающие пути)	Южнее 60 ⁰ северной широты в европейской части страны	до 20
	Севернее 60 ⁰ северной широты в европейской части страны, в Сибири, на Урале и Дальнем востоке	до 50
Водные (замерзающие пути)	-	до 50

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

(к разделу 11 методических указаний «Расчет автомобильной эстакады»)

Таблица приложения 6.1

*Технические характеристики некоторых автомобилей-цистерн для
транспортировки светлых нефтепродуктов*

Показатель	АЦМ-4-157К	АЦ-4-131	АЦ-4,3-131	АЦ-5,5-4320	АЦ-8.5-255Б	АЦ-9.5-255Б	АЦ-10-260
1	2	3	4	5	6	7	8
Базовое шасси	ЗИЛ-157К	ЗИЛ-131	ЗИЛ-131	Урал-4320	КрАЗ-255Б	КрАЗ-255Б	КрАЗ-260
Габаритные размеры:							
длина	6754	6856	6856	7684	8795	8990	9260
ширина	2268	2455	2455	2550	2755	2750	2722
высота	1497	2480	2480	2680	3250	3165	3230
Вместимость цистерны, м ³ :							
эксплуатационная	4,0	4,1	4,4	5,5	8,5	9,5	10,0
геометрическая	4,080	4,220	4,320	5,620	8,730	9700	10,369
Время заполнения цистерны с помощью своего насоса, мин.	12	12	12	18	22	20	22
Время слива нефтепродукта из цистерны, мин:							
с помощью своего насоса	10	12	12	18	10	12	11
самотеком	15	8	8	15	40	30	45
Цистерна:							
форма	Эллиптическая						
Размеры цистерны, мм							
длина	2620	2625	2735	3680	3830	4030	4300
малая ось эллипса	950	1050	1100	1200	1220	1240	1630
большая ось эллипса	2100	1000	1900	2050	2170	2170	2170
толщина обечайки	3	3	4	3	3	3	3
толщина днища	4	4	6	4	4	4	4
Материал	Ст3	Ст3	АМг-3М	АМг-3М	Ст3	Ст3	Ст3

Продолжение таблицы приложения 6.1

Толщина покрытия, мкм	80... 170	80... 170	-	-	80...170	80...170	80...170
Горловина цистерны: количество, шт.	1	1	1	1	1	1	1
диаметр, мм	600	600	600	600	640	1000	1600
Диаметр наливного люка, мм	300	300	300	300	300	300	300
Насос:							
марка	СВН-80	СВН-80	СВН-80	СВН-80	СЦН-60	СЦН-60М	СЦН-60М
подача, м3/ч	30	30	30	30	60	75	75
Рукава:							
длина, м	3;9	3;9	3;9	3;9	3; 4,25	3	3;9
диаметр, мм	65; 25	75; 38	75; 38	75; 38	75; 75	75	75; 38
количество, шт.	3;2	3;2	3;2	3;2	1;2	2	2; 1
тип разъемного соединения	ТК-75	ТК-75	ТК-75	ТК-75	ТК-75	ТК-75	ТК-75
Дыхательный клапан (давления):	РС-25	РС-38	РС-38	РС-38	ТК-75	РС-38	-
тип	Шариковый		Комбинированный		Механический, пружинный	Тарельчатый	
количество, шт.	2	1	1	1	1	1	2
регулируемое давление, МПа	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,01
Дыхательный клапан (вакуума):							
тип	-	-	-	-	Механический пружин.	-	-
количество, шт.					1	-	-
регулируемое разрежение, МПа					0,005	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

(к разделу 10 методических указаний «Подбор дыхательного клапана»)

Таблица приложения 7.1

Характеристики дыхательных клапанов

Марка клапана	Размеры клапана, мм								Пропускная способность, м ³ /ч	Масса, кг
	D _y	D	D ₀	D ₁	D ₂	H ₂	L	d		
КД-2-50	50	220	110	90	140	300	350	14	18	1,2
КД-2-100	100	315	170	148	205	425	460	18	65	12,5
КД-2-150	150	390	225	202	260	490	550	18	130	19,0
КД-2-200	200	500	280	258	315	600	705	18	250	27,0
КД-2-250	250	550	335	312	370	675	770	12	400	35,0
КД-2-350	350	670	445	415	485	770	990	23	900	57,0

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мацкин Л.А., Черняк И.Л., Илембитов И.С. Эксплуатация нефтебаз. Изд. 3, перераб. и доп. М., «Недра», 1975, 392 с.
2. Едигаров С.Г., Михайлов В.М., Прохоров А.Д., Юфин В.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз. Учебник для ВУЗов. – М., «Недра», 1982, 280 с.
3. Тугунов П.И., Новоселов Н.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М.. Типовые расчеты при проектировании нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
4. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. 2-ое изд., перераб. и доп. /Под общей редакцией Земенкова Ю.Д. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2003. – 536 с.
5. Абузова Ф. Ф., Бронштейн И. С., Новоселов В.Ф. и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении. - М.: Недра, 1981.
6. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах. Уч.пособие./Под ред. Земенкова Ю.Д. – СПб: Недра, 2004.
7. Резервуары для хранения нефтей и нефтепродуктов: Курс лекций. Земенков Ю.Д., Малюшин Н.А., Маркова Л.М. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998.
8. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. Государственного комитета Российской Федерации по вопросам архитектуры и строительства, М.: Стройиздат, 1993
9. СНиП 2.09.02-85. Производственные здания. Государственный комитет СССР по делам строительства, М.: Стройиздат, 1985
- 10.СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий. Государственный комитет СССР по делам строительства, М.: Стройиздат, 1985
- 11.СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты Государственный комитет СССР по делам строительства, М.: Стройиздат, 1987
- 12.СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. Государственный комитет СССР по делам строительства, М.: Стройиздат, 1984
- 13.Мацкин Л.А., Черняк И.Л., Илембитов И.С. Эксплуатация нефтебаз. Изд. 3, перераб. и доп. М., «Недра», 1975, 392 с.
- 14.Едигаров С.Г., Михайлов В.М., Прохоров А.Д., Юфин В.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз. Учебник для ВУЗов. – М., «Недра», 1982, 280 с.
- 15.Тугунов П.И., Новоселов Н.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М.. Типовые

расчеты при проектировании нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

16. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. 2-ое изд., перераб. и доп. /Под общей редакцией Земенкова Ю.Д. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2003. – 536 с.
17. Абузова Ф. Ф., Бронштейн И. С., Новоселов В.Ф. и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении. - М.: Недра, 1981.
18. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах. Уч.пособие./Под ред. Земенкова Ю.Д. – СПб: Недра, 2004.
19. Резервуары для хранения нефтей и нефтепродуктов: Курс лекций. Земенков Ю.Д., Малюшин Н.А., Маркова Л.М. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998.
20. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. Государственного комитета Российской Федерации по вопросам архитектуры и строительства, М.: Стройиздат, 1993
21. СНиП 2.09.02-85. Производственные здания. Государственный комитет СССР по делам строительства, М.: Стройиздат, 1985
22. СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий. Государственный комитет СССР по делам строительства, М.: Стройиздат, 1985
23. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты Государственный комитет СССР по делам строительства, М.: Стройиздат, 1987
24. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. Государственный комитет СССР по делам строительства, М.: Стройиздат, 1984