

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И АЗС

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И АЗС

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020

УДК 622.692.5; 625.748.54; 621.645(073)

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И АЗС: Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *А.К. Николаев, Л.Н. Духневич, Ю.Г. Матвеева, Е.Н. Кныш*. СПб, 2020. 75 с.

В методических указаниях приведены теоретический материал для практических занятий и задания с примерами решения по основным разделам дисциплины «Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС».

Предназначены для студентов бакалавриата направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Научный редактор доц. *А.Г. Палаев*

Рецензент канд. техн. наук *И.Ю. Подалов* (ООО «Газпром инвест»)

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2020

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И АЗС

***Методические указания к практическим занятиям
для студентов бакалавриата направления 21.03.01***

Сост.: *А.К. Николаев, Л.Н. Духневич, Ю.Г. Матвеева, Е.Н. Кныш*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
транспорта и хранения нефти и газа

Ответственный за выпуск *А.К. Николаев*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 29.06.2020. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 4,4. Усл.кр.-отт. 4,4. Уч.-изд.л. 4,2. Тираж 50 экз. Заказ 426.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2

Целью практических занятий является закрепление знаний, полученных в теоретической части курса и приобретение практических навыков по проектированию и эксплуатации нефтебаз и АЗС, а также расчету их основных технологических показателей.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1

Планировка резервуарного парка и обвалование

При планировке резервуарных парков определяют следующие данные:

- наибольшую емкость группы резервуаров;
- расстояние между стенками соседних резервуаров, входящих в группу;
- расстояние между группами резервуаров;
- порядок расположения резервуаров в группе.

Во избежание разлива нефти или нефтепродуктов при аварии для наземных резервуаров предусматривают ограждение, называемое *обвалованием*. Обвалование – сплошной земляной вал высотой или стену из негорючих материалов, рассчитываемые на гидростатическое давление от разлившейся жидкости.

При устройстве обвалования в первую очередь должны учитываться противопожарные нормы. Основные требования к проектированию и строительству резервуарных парков устанавливаются в соответствии с СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности». Согласно этим требованиям:

а) резервуары следует размещать группами. Общую вместимость группы наземных резервуаров, а также расстояние между стенками резервуаров, располагаемых в одной группе, следует принимать в соответствии с таблицей 1.1.

б) резервуары в группе располагаются следующим образом:
– номинальным объемом менее 1 000 м³ – не более, чем в четыре ряда;

– объемом от 1 000 до 10 000 м³ – не более, чем в три ряда;

– объемом 10 000 м³ и более – не более, чем в два ряда.

в) в пределах одной группы наземных резервуаров внутренними земляными валами или ограждающей стенкой отделяются:

– каждый резервуар объемом 20 000 м³ и более;

- резервуары с мазутом и маслами от резервуаров с другими нефтепродуктами;
 - резервуары для хранения этилированного бензина.
- г) по периметру каждой группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое земляное обвалование или ограждающую стену из негорючих материалов.

Таблица 1.1

Допустимая вместимость группы и расстояния между резервуарами

№ п/п	Резервуары	Допустимая общая номинальная вместимость группы, м ³	Единичный номинальный объем резервуаров, устанавливаемых в группе, м ³	Минимальное расстояние между резервуарами, располагаемыми в одной группе
1	РВСПК	200 000	50 000 и более	30 м
2	РВСПК	120 000	Менее 50 000	0,5D, но не более 30 м
3	РВСП	200 000	50 000	30 м
4	РВСП	120 000	Менее 50 000	0,65D, но не более 30 м
5	РВС	120 000	50 000 и менее	0,75D, но не более 30 м
6	РВС	80 000	50 000 и менее	0,75D, но не более 30 м

Примечание:

* Между резервуарами разных типов, следует принимать наибольшее из значений.

Свободный от застройки объем обвалованной территории, образуемый между внутренними откосами обвалования или ограждающими стенами, следует определять по расчетному объему разлившейся жидкости, равному номинальному объему наибольшего резервуара в группе или отдельно стоящего резервуара, как представлено на рисунке 1.

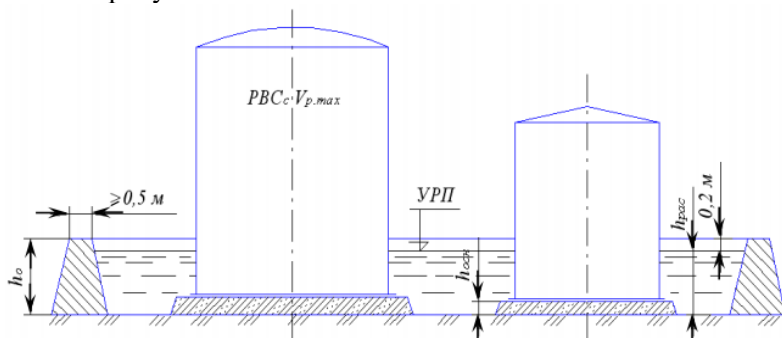


Рис. 1. Схема обвалования (ограждения) резервуарных групп

Земляное обвалование шириной поверху не менее 0,5 м. Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее:

- 0,8 м для резервуаров объемом до 10 000 м³,
- 1,3 м для резервуаров объемом 10 000 м³ и более.

Расчет обвалования начинается с разработки схемы размещения резервуаров в резервуарном парке, определяются:

- расположение резервуаров по числу рядов;
- величина разрывов между стенками резервуаров;
- расстояние от стенки резервуара до подошвы обвалования,
- размеры резервуаров: длина, ширина, площадь и высота.

Формула определения высоты обвалования $h_{ст}$ имеет вид:

$$h_{ст} = \frac{V_{max}}{S_{св.застр}} + 0,2, \quad (1.1)$$

где V_{max} – номинальный объем наибольшего резервуара в группе, м³;

$S_{св.застр}$ – площадь обвалованной территории, свободной от застройки (полезная площадь обвалованной территории), м² (см. рис.2).

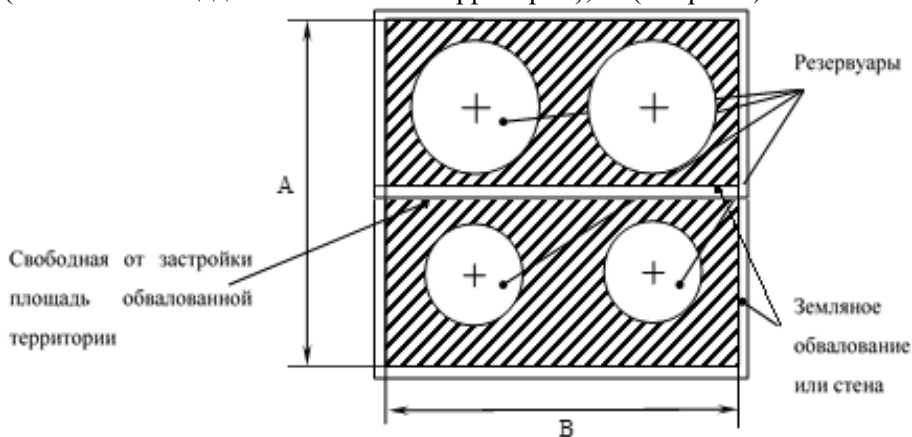


Рис. 2. Размеры обвалованной территории

Площадь свободной от застройки обвалованной территории равна общей площади обвалования за вычетом площади, занимаемой резервуарами, и вычисляется по формуле:

$$S_{\text{св.застр}} = A \cdot B - \sum S_{\text{рез}}, \quad (1.2)$$

где $\sum S_{\text{рез}}$ – сумма площадей оснований резервуаров, м^2 .

Задача 1. Выполнить расчет обвалования и составить план резервуарного парка из резервуаров, представленных в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Исходные данные

Тип резервуаров	Количество резервуаров, шт	Тип хранимого топлива
РВС-10000	2	Мазут М-100
РВС-20000	2	ДТ зимнее

1. Параметры резервуаров РВС-10000 и РВС-20000 приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Параметры резервуаров РВС-10000 и РВС-20000

Показатель	Тип резервуара	
	РВС-10000	РВС-20000
Диаметр D, м	28,5	39,9
Высота стенки H, м	17,9	17,9

2. Резервуары следует располагать в два ряда. В каждом ряду резервуары располагаются на одной оси.

3. В соответствии с СП 155.13130.2014 расстояния между резервуарами L_1 , L_2 и L_3 , принимаются следующими:

- между РВС-20000 $L_1 = 30$ м;
- между РВС-10000 $L_2 = 22$ м;
- между РВС-20000 и между РВС-10000 $L_3 = 30$ м.

4. Пример вычисления параметров обвалования при минимальном расстоянии от стенок РВС до ограждающей стены $L = 10$ м.

4.1 Максимальные размеры обвалования А и В (см. рис. 2):

$$B = 2 \cdot L + 2 \cdot D_{\text{РВС-20000}} + L_1 = 129,8 \text{ м};$$

$$A = 2 \cdot L + D_{\text{РВС-20000}} + D_{\text{РВС-10000}} + L_3 = 118,4 \text{ м};$$

4.2. Сумма площадей оснований резервуаров:

$$\sum S_{\text{рез}} = \frac{2\pi D_{\text{PBC-20000}}^2}{4} + \frac{2\pi D_{\text{PBC-10000}}^2}{4} = 3776,6 \text{ м}^2.$$

4.3 Площадь свободной от застройки обвалованной территории рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{св.застр}} = A \cdot B - \sum S_{\text{рез}} = 129,8 \cdot 118,4 - 3776,6 = 11591,72 \text{ м}^2.$$

4.4. Высота обвалования

$$h_{\text{ст}} = \frac{V_{\text{max}}}{S_{\text{св.застр}}} + 0,2 = \frac{20000}{11591,72} + 0,2 = 1,925 \text{ м}.$$

4.5. В соответствии с требованиями пожарной безопасности размещение и обвалование заданных резервуаров с учетом хранимых в них нефтепродуктов представлено на рисунке 3:

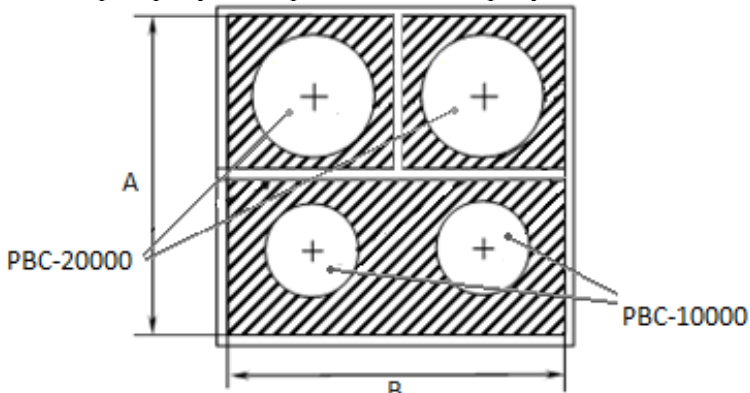


Рис. 3. Размещение и обвалование заданных резервуаров

Исходя из этого, необходимый объем бетона при толщине стены $\gamma = 0,6 \text{ м}$ вычисляется следующим образом

$$V_{\delta} = 2 \cdot (A + B) \cdot \gamma \cdot h_{\text{ст}} = 2 \cdot (129,8 + 118,4) \cdot 0,6 \cdot 1,925 = 573,34 \text{ м}^3$$

Для нахождения минимальных объема бетона и высоты стенки обвалования рекомендуется выполнить несколько расчетов обвалования и выбрать наиболее экономически эффективный с учетом изменения L . Величина расстояния L от стенок резервуаров до

подошвы внутренних откосов обвалования или до ограждающих стен принимается не менее 3 м от резервуаров объемом до 10 000 м³ и 6 м – от резервуаров объемом 10 000 м³ и более.

5. Результаты расчета обвалования для различной величины L заносятся в таблицу:

$N_{\text{б}}$	L	$S_{\text{св.застр}}$	$h_{\text{ст}}$	$V_{\text{б}}$
1				
2				
3				

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2

Определение вместимости резервуарного парка и выбор типа резервуара

Стоимость резервуарного парка, как правило, превышает стоимость остальных объектов нефтебазы, поэтому правильное определение объема резервуарного парка нефтебазы – важнейшая задача при проектировании.

Емкость резервуарного парка зависит от типа нефтебазы, ее грузооборота, условий завоза и вывоза нефтепродуктов, от наличия и объема складских операций (осветление, обезвоживание и др.).

Наиболее точно вместимость резервуарного парка нефтебазы могут определяться по графикам поступления и отгрузки нефтепродуктов за 2-3 года с учетом страхового запаса.

Для вновь строящихся нефтебаз этот способ не представляется возможным ввиду отсутствия статистических данных на момент проектирования. Нормы запаса нефтепродуктов проектируемой нефтебазы определяются по расчетным формулам, представленным в нормативной документации. При этом важно учитывать, что расчеты по формулам иногда дают завышенные результаты.

На рисунке 4 показан пример графика изменения потребления нефтепродуктов на конечном пункте в течение года.

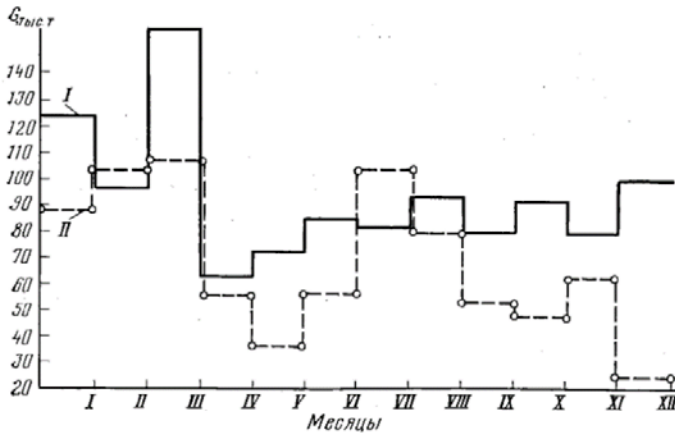


Рис. 4. Изменение потребления нефтепродуктов в течение года
I — бензин; II — дизельное топливо

Склады нефти и нефтепродуктов в зависимости от их общей вместимости и максимального объема одного резервуара подразделяются на категории по таблице 2.1.

Таблица 2.1

Категории нефтебаз		
Категория склада	Максимальный объем одного резервуара, м ³	Общая вместимость склада, м ³
I	-	≥ 100 000
II	-	20 000 ≤ V < 100 000
IIIа	≤ 5 000	10 000 ≤ V < 20 000
IIIб	≤ 2 000	2 000 ≤ V < 10 000
IIIв	≤ 700	< 2 000

Полезный объем резервуарного парка для *i*-го нефтепродукта в зависимости от типа нефтебазы определяется по формулам:

– для распределительных железнодорожных нефтебаз

$$V_i = Q_i \cdot T_{\text{ц}} \cdot K_{\text{НЦ}} \cdot K_{\text{НП}} \cdot (1 + \Delta V_i^{\text{см}} / 100) / 30; \quad (2.1)$$

– для речных перевалочных и распределительных нефтебаз с незамерзающими путями

$$V_i = 1,15 \cdot Q_i \cdot K_{\text{НП}} \cdot (1 + \Delta V_i^{\text{см}} / 100); \quad (2.2)$$

– для речных нефтебаз с замерзающими путями

$$V_i = 1,15 \cdot Q_i^{\text{МП}} \cdot (1 + \Delta V_i^{\text{см}} / 100), \quad (2.3)$$

где Q_i – среднеемесячное потребление *i*-го нефтепродукта, м³; $T_{\text{ц}}$ – продолжительность транспортного цикла поставок нефтепродукта, сут. (табл.2.2); $K_{\text{НЦ}}$ – коэффициент неравномерной подачи цистерн с нефтепродуктом, $K_{\text{НЦ}} = 1,1 - 1,3$; $K_{\text{НП}}$ – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (табл.2.3); $Q_i^{\text{МП}}$ – межнавигационная потребность в *i*-ом нефтепродукте; $\Delta V_i^{\text{см}}$ – норма страхового запаса нефтепродукта (табл.2.4).

Таблица 2.2

Зависимость средней длительности транспортного цикла от удаленности поставщика

Расстояние до поставщика, км	400	600	800	1000	1200	1600	2000	2600
T _ц , сут.	7	9	11	13	14	15	17	20

Таблица 2.3

Коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов

Характеристика районов потребления	K _{нп}	
	Все виды топлива	Масла, смазки
Города	1,0	1,3
Районы, в которых промышленность потребляет 100% нефтепродуктов	1,1	1,65
Промышленно-сельскохозяйственные районы, где доля потребления нефтепродуктов промышленностью:		
– 70 %	1,2	1,8
– 30 %	1,5	2,25
Сельскохозяйственные районы	1,8	2,7

Нормы страхового запаса зависят от географического местоположения, транспорта и принимаются в процентах от среднемесячной потребности нефтепродуктов (табл.2.4).

Таблица 2.4

Нормы страхового запаса нефтепродуктов

Тип нефтебазы	Месторасположение	$\Delta V_i^{ст}$, %
Железнодорожные, водные (незамерзающие) пути	Южнее 60° северной широты в европейской части страны	до 20
	Севернее 60° северной широты в европейской части страны, в Сибири, на Урале и Дальнем Востоке	до 50
Водные (замерзающие) пути	–	до 50

Определив полезный объём резервуарного парка нефтебазы по видам нефтепродуктов, приступают к выбору типов резервуаров, руководствуясь при этом технико-экономической и производственной необходимостью.

1. Емкость и число резервуаров в составе резервуарного парка нефтебазы должны определяться с учетом коэффициента заполнения резервуара (табл.2.5).

Таблица 2.5

Коэффициент заполнения резервуара

Емкость резервуара	Коэффициент использования емкости в зависимости от типа		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
до 5 000 м ³ вкл.	0,85	0,81	0,80
от 10 000 до 50 000 м ³	0,88	0,84	0,83

Тип резервуара определяется согласно п. 5.5 ГОСТ 31385-2016 по следующим критериям:

а) для продуктов с температурой вспышки не выше 55 °С (нефть, бензин, дизельное топливо для дизелей общего назначения и стабильный газовый конденсат) и давлением насыщенных паров (при температуре хранения продукта) от 26,6 кПа (200 мм рт.ст.) до 93,3 кПа (700 мм рт.ст.) применяют:

- резервуары с понтоном или с плавающей крышей;
- резервуары со стационарной крышей, оборудованные газовой обвязкой (ГО) и системой улавливания легких фракций (УЛФ).

Для снижения потерь от испарений легкоиспаряющихся нефтепродуктов целесообразно применять резервуары с понтоном и плавающими крышами.

б) для продуктов с температурой вспышки свыше 55 °С (отдельные виды нефти, дизельное топливо для тепловозных и судовых дизелей и газовых турбин, мазуты, масла, гудроны, битумы, пластовая вода) и давлением насыщенных паров менее 26,6 кПа применяют резервуары со стационарной крышей без ГО и системы УЛФ;

в) для аварийного сброса нефти применяют резервуары, оборудованные дыхательными и предохранительными клапанами без понтона, ГО и системой УЛФ.

2. Предпочтение следует отдавать резервуарам больших объёмов, т.к. с увеличением объёма резервуара уменьшаются потери от испарений, расход стали, площади для резервуарных парков.

3. Для каждого вида нефтепродукта нужно предусматривать не менее двух резервуаров для одновременного выполнения операций по приёму и отпуску нефтепродуктов, а также проведения ремонтов резервуаров, подогрева нефтепродуктов, отстоя и др.

4. Применение одинаковых по объёму и конструкции резервуаров облегчает проведение товарных операций на нефтебазе и создаёт условия для ведения строительного-монтажных работ при сооружении резервуарных парков поточным методом.

5. С уменьшением степени заполнения резервуара увеличивается объём газового пространства, что ведёт к увеличению потерь при хранении.

Для окончательного выбора резервуаров выполняют технико-экономический расчёт по нескольким вариантам для каждого вида нефтепродукта. Тот вариант, который потребует меньших капитальных и эксплуатационных затрат, а также будет отвечать перечисленным требованиям, принимается к строительству.

Технико-экономическую оценку резервуарных парков производят по показателям:

- стоимость 1 м³ объема емкости;
- общая стоимость 1 м³ объема емкости, в которую, кроме стоимости резервуара, входит стоимость обустройства резервуарного парка (земляные работы, технологические, водопроводные, канализационные и тепловые сети, дороги, ограждения и др.);
- расход основных строительных материалов (сталь, железобетон и пр.).

Основные технико-экономические показатели резервуаров представлены в таблицах 2.6 и 2.7.

Таблица 2.6

Технико-экономические показатели резервуаров типа РВС и РВСП

Показатель	Номинальный объём, тыс. м ³					
	1	2	3	5	10	20
Диаметр D, м	10,43	15,18	18,98	22,8	34,20	45,60
Высота стенки H, м	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	12
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 РВС, кг	21,4	20,6	18,7	20,0	19,2	19,0
Удельный расход стали на 1 м ³ полезного объема РВСП, кг	32,2	28,6	26,9	24,5	21,8	21,0

Таблица 2.7

Технико-экономические показатели резервуаров типа РВСПК

Показатель	Номинальный объем, тыс. м ³								
	1	2	3	5	10	20	30	50	100
Диаметр D, м	10,43	15,18	18,9	20,9	28,5	39,9	45,6	60,7	88,7
Высота стенки H, 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

Задача 1. Проектируемая железнодорожная распределительная нефтебаза города Омска ежегодно должна обеспечивать годовую потребность близлежащих промышленных районов и предприятий нефтепродуктами согласно таблице 2.8.

Таблица 2.8

Исходные данные

Тип нефтепродукта	Годовая потребность в нефтепродукте, т	Плотность нефтепродукта, кг/м ³
Автобензин АИ-80	72 900	775
Автобензин АИ-92	81 000	760
Автобензин АИ-95	75 600	750
Автобензин АИ-98	56 700	745
Дизельное топливо ДЛ	54 510	860
Дизельное топливо ДЗ	54 000	840
Топочный мазут 100	33 750	956
Нефть	348 030	865
Масло моторное М-10В ₂ С	5 130	890
Масло моторное М-14В ₂	4 590	895
Масло моторное М-14Г ₂	3 510	905
Масло авиационное МС-14	3 375	892
Масло авиационное МС-20	3 105	898
Масло трансмиссионное ТАД-17	3 240	896
Масло индустриальное ИС-12	3 510	880
Масло индустриальное ИС-20	4 050	890
Итого:	810 000	

Необходимо определить полезный объем резервуарного парка распределительной нефтебазы, выбрать тип и определить необходимое количество резервуаров на нефтебазе. Доля потребления неф-

тепродуктов промышленностью данного района составляет 70%. Коэффициент неравномерности подачи цистерн с нефтепродуктом равен 1,1. Норму страхового запаса по каждому нефтепродукту взять 40%.

Пример решения задачи для 1-ого нефтепродукта

1. Среднемесячное потребление нефтепродуктов равно 1/12 от годовой потребности (табл.2.10)

$$M_{\text{мес}} = \frac{M_{\text{год}}}{12} = \frac{72900}{12} = 6075 \left(\frac{\text{тонн}}{\text{мес}} \right)$$

2. Среднемесячный объем потребления нефтепродуктов:

$$Q_{\text{мес}} = \frac{M_{\text{мес}}}{\rho_{\text{НП}}} = \frac{6075}{0,775} = 7838,71 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{мес}} \right)$$

3. Поскольку расстояние от Екатеринбурга до Омска около 822 км, следовательно, продолжительность транспортного цикла поставок $T_{\text{ц}}$, по таблице 2.2 составит 11 суток;

4. Коэффициент неравномерности потребления бензина $K_{\text{НП}}$ при доле промышленности 70% по таблице 2.3 равен 1,2;

5. Полезный объем резервуарного парка для распределительной железнодорожной нефтебазы находится по формуле 2.1:

$$V_i = 7838,71 \cdot 11 \cdot 1,2 \cdot 1,2 \cdot \left(1 + \frac{40}{100} \right) / 30 = 5794,37 \left(\text{м}^3 \right);$$

Результаты расчетов полезного объема резервуарного парка, а также выбор типа резервуара с учетом коэффициента заполняемости для каждого нефтепродукта представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10

Результаты расчетов и выбор типа резервуара

Тип нефтепродукта	Среднемесячная потребность в нефтепродукте, м ³	$K_{\text{НП}}$	Полезный объем РП, м ³	Тип резервуара	Кол-во
Автобензин АИ-80	7 838,71	1,2	5 794,37	РВСП-2000	3
Автобензин АИ-92	8 881,58	1,2	6 565,26	РВСП-2000	4
Автобензин АИ-95	8 400,00	1,2	6 209,28	РВСП-2000	4
Автобензин АИ-98	6 342,28	1,2	4 688,21	РВСП-2000	3

Окончание табл. 2.10

Тип нефтепродукта	Среднемесячная потребность в нефтепродукте, м ³	K_H P	Полезный объем РП, м ³	Тип резервуара	Кол-во
Дизельное топливо ДЛ	5 407,74	1,2	3 997,4	РВС-1000	5
Дизельное топливо ДЗ	5 357,14	1,2	3 960,00	РВС-1000	5
Топочный мазут 100	2 941,95	1,2	2 174,69	РВС-1000	3
Нефть	33 528,90	1,2	24 784,56	РВСП-10000	3
Масло моторное М-10В ₂ С	480,34	1,8	532,6	РВС-300	3
Масло моторное М-14В ₂	427,37	1,8	473,87	РВС-200	3
Масло моторное М-14Г ₂	323,20	1,8	358,36	РВС-300	2
Масло авиационное МС-14	315,30	1,8	349,60	РВС-200	2
Масло авиационное МС-20	288,14	1,8	319,49	РВС-200	2
Масло трансмиссионное ТАД-17	301,34	1,8	334,13	РВС-200	2
Масло промышленное ИС-12	332,39	1,8	368,55	РВС-300	2
Масло промышленное ИС-20	379,21	1,8	420,47	РВС-300	2

В таблице 2.11 представлены номинальные объемы и основные параметры применяемых резервуаров.

Таблица 2.11

Номинальные объемы и основные параметры применяемых стальных вертикальных цилиндрических резервуаров

Номинальный объем, м ³	Основные параметры резервуаров, м			
	РВС, РВСП		Коэффициент заполняемости	
	Диаметр, Д	Высота, Н	РВС	РВСП
100	4,73	6,0	0,85	0,81
200	6,63	6,0		
300	6,63	7,5		
1000	10,43	12,0		
2000	15,18	12		
3000	18,98	12,0		
5000	22,8	12,0	0,88	0,84
10000	28,5	18		
20000	39,9	18,0		

С учетом коэффициента заполняемости резервуара и его геометрических размеров определяется максимальный объем заполнения резервуарного парка.

В результате полезный объем резервуарного парка по каждому нефтепродукту должен быть меньше максимального объема заполнения резервуарного парка (табл.2.12).

Таблица 2.12

Сравнение полезного объема резервуарного парка с максимальным

Тип нефтепродукта	Тип резервуара*	Кол-во	Максимальный объем заполнения резервуарного парка	Полезный объем РП, м ³
Автобензин АИ-80	РВСП-2000	4	7 036,55	5 794,37
Автобензин АИ-92	РВСП-2000	4	7 036,55	6 565,26
Автобензин АИ-95	РВСП-2000	4	7 036,55	6209,28
Автобензин АИ-98	РВСП-2000	3	5 277,41	4 688,21
Дизельное топливо ДЛ	РВС-1000	5	4 357,41	3 997,4
Дизельное топливо ДЗ	РВС-1000	5	4 357,41	3 960,00
Топочный мазут 100	РВС-1000	3	2 614,45	2 174,69
Нефть	РВСП-10000	3	28 936,94	24 784,56
Масло моторное М-10В ₂ С	РВС-300	3	660,27	532,6
Масло моторное М-14В ₂	РВС-200	3	528,21	473,87
Масло моторное М-14Г ₂	РВС-300	2	440,18	358,36
Масло авиационное МС-14	РВС-200	2	352,14	349,60
Масло авиационное МС-20	РВС-200	2	352,14	319,49
Масло трансмиссионное ТАД-17	РВС-200	2	352,14	334,13
Масло промышленное ИС-12	РВС-300	2	440,18	368,55
Масло промышленное ИС-20	РВС-300	2	440,18	420,47

Таким образом, резервуарный парк нефтебазы обязан включать минимум 49 резервуаров.

6. Общий объем резервуарного парка нефтебазы необходимо определять по следующей зависимости

$$V_{\text{общ}} = \sum_{i=1}^{49} n_i \cdot V_{i\text{макс}} = 61\,331 \text{ м}^3 < 100\,000 \text{ м}^3.$$

Следовательно, по СП 110.13330.2011 нефтебаза относится ко II категории.

Задача 2. Определить количество и тип резервуаров нефтебазы, график поступления и реализации нефтепродуктов которой представлен в таблице 2.13. Годовой грузооборот равен 300 000 т. Годовой грузооборот нефтебазы по нефтепродукту АИ-80 составляет 27 000 т.

Таблица 2.13

**Объемы месячного поступления и реализации нефтепродуктов на нефтебазах
(% от годового грузооборота)**

Месяцы	Количество поступивших нефтепродуктов	Количество реализованных нефтепродуктов	Месячный остаток ΔV	Σ месячных остатков ΔV
1	0	3,1	-3,1	-3,1
2	3,2	2,8	0,4	-2,7
3	8,6	5,3	3,3	0,6
4	7,1	7,2	-0,1	0,5
5	9,3	14,6	-5,3	-4,8
6	9,7	15,6	-5,9	-10,7
7	13,9	16,1	-2,2	-12,9
8	15,2	18,2	-3	-15,9
9	13,5	7,1	6,4	-9,5
10	15,6	4,6	11	1,5
11	3,9	3,3	0,6	2,1
12	0	2,1	-2,1	0

1. Определяется проектный объем резервуарного парка (V_p) в процентах от годового грузооборота нефтебазы и в массовой доле (M_p) от годового грузооборота:

$$V_p = \Delta V_{\text{max}} - \Delta V_{\text{min}}, \quad (2.5)$$

где ΔV_{max} , ΔV_{min} – максимальный и минимальный суммарные остатки нефтепродуктов за месяц.

$$V_p = 2,1 - (-15,9) = 18\%$$

$$M_p = G_{н/б} \cdot V_p, \quad (2.6)$$

$$M_p = 300\,000 \cdot 0,18 = 54\,000 \text{ т}$$

где $G_{н/б}$ – годовой грузооборот нефтебазы, т/год

Таким образом, необходимо определить долю каждого нефтепродукта в общем объеме резервуарного парка в соответствии с его процентным содержанием в годовом грузообороте нефтебазы.

2. Процентное содержание нефтепродукта в грузообороте нефтебазы составляет:

$$\text{ПР}_{G_{н/б}} = \frac{G_{н/п}}{G_{н/б}} \cdot 100\%, \quad (2.7)$$

где $G_{н/п}$ – годовой грузооборот нефтебазы по данному нефтепродукту, т/год.

$$\text{ПР}_{G_{н/б}} = \frac{27\,000}{300\,000} \cdot 100\% = 9\%.$$

3. Масса хранимого нефтепродукта равна

$$M_{н/п} = M_p \cdot \frac{\text{ПР}_{G_{н/б}}}{100\%}, \quad (2.8)$$

где $M_{н/п}$ – масса хранимого на нефтебазе продукта, т; M_p – суммарная масса нефтепродуктов, хранимых на базе, т:

$$M_{н/п} = 54\,000 \cdot \frac{9}{100} = 4\,860 \text{ т.}$$

4. Объем хранимого нефтепродукта на нефтебазе равен

$$V_{н/п} = \frac{M_{н/п}}{\rho_{н/п}}, \quad (2.9)$$

где $V_{н/п}$ – объем хранимого нефтепродукта, м³; $\rho_{н/п}$ – плотность нефтепродукта при 20°C.

$$V_{н/п} = \frac{4\ 860}{0,755} = 6\ 437,1\ \text{м}^3.$$

Исходя из грузооборота нефтебазы по нефтепродуктам определяется объем каждого хранимого нефтепродукта на нефтебазе (табл. 2.14).

Таблица 2.14

Количество нефтепродуктов в общем объеме резервуарного парка

Тип нефтепродукта	% от годового грузооборота	Масса, т	Объем, м ³
Автобензин АИ-80	9	4 860	6 437,09
Автобензин АИ-92	10	5 400	7 012,99
Автобензин АИ-95	9,33	5 040	6 951,72
Автобензин АИ-98	7	3 780	5 213,79
Дизельное топливо ДЛ	7,1	3 834	4 591,62
Дизельное топливо ДЗ	6,67	3 600	4 260,36
Топочный мазут 100	4,17	2 250	2 272,73
Нефть	42,97	23 202	30 936,00
Масло моторное М-10В ₂ С	0,63	342	380,00
Масло моторное М-14В ₂	0,57	306	336,26
Масло моторное М-14Г ₂	0,43	234	257,14
Масло авиационное МС-14	0,42	225	250,00
Масло авиационное МС-20	0,38	207	230,00
Масло трансмиссионное ТАД-17п	0,4	216	240,00
Масло промышленное ИС-12	0,43	234	269,90
Масло промышленное ИС-20	0,5	270	300,00

5. Необходимо выбрать тип резервуаров для каждого хранимого нефтепродукта.

Количество и объем резервуаров для хранения нефтепродуктов определяется в соответствии с требованиями СП 110.13330.2011.

Для бензинов и нефти, как правило, применяются вертикальные резервуары с понтоном; для дизельных топлив, мазута – вертикальные резервуары со стационарной крышей; для масел – горизонтальные резервуары. Резервуары по типам хранимых нефтепродуктов представлены в таблице 2.15

Таблица 2.15

Резервуары по типам хранимых нефтепродуктов

Тип нефтепродукта	Объем, м ³	Тип резервуара	Количество
Автобензин АИ-80	6 437,09	РВСП-3000	3
Автобензин АИ-92	7 012,99	РВСП-5000	2
Автобензин АИ-95	6 951,72	РВСП-5000	2
Автобензин АИ-98	5 213,79	РВСП-3000	2
Дизельное топливо ДЛ	4 591,62	РВС-3000	2
Дизельное топливо ДЗ	4 260,36	РВС-3000	2
Топочный мазут 100	2 272,73	РВС-1000	3
Нефть	30 936,00	РВСП-20000	2
Масло моторное М-10В ₂ С	380,00	РГЦ-100	4
Масло моторное М-14В ₂	336,26	РГЦ-100	4
Масло моторное М-14Г ₂	257,14	РГЦ-100	3
Масло авиационное МС-14	250,00	РГЦ-100	3
Масло авиационное МС-20	230,00	РГЦ-100	3
Масло трансмиссионное ТАД-17п	240,00	РГЦ-100	3
Масло промышленное ИС-12	269,90	РГЦ-100	3
Масло промышленное ИС-20	300,00	РГЦ-100	3

В итоге резервуарный парк состоит из 44 резервуаров.

В таблицах 2.16 и 2.17 представлены номинальные объемы и основные параметры применяемых вертикальных и горизонтальных стальных цилиндрических резервуаров.

Таблица 2.16

Номинальные объемы и основные параметры применяемых стальных вертикальных цилиндрических резервуаров

Номинальный объем, м ³	Основные параметры резервуаров, м			
	РВС, РВСП		РВСПК	
	Диаметр, Д	Высота, Н	Диаметр, Д	Высота, Н
1 000	10,43	12,0	12,33	9,0
3 000	18,98	12,0	18,98	12,0
5 000	22,8	12,0	22,8	12,0
20 000	39,9	18,0	39,9	19

Таблица 2.17

Номинальные объемы и основные параметры применяемых стальных горизонтальных резервуаров

Номинальный объем, м ³	Основные параметры, м, резервуаров		
	Диаметр, D	Длина, L, при днище	
		плоском	коническом
100	3,2	12,0	12,7

6. Общий объем резервуарного парка нефтебазы необходимо определять по следующей зависимости:

$$V_{\text{общ}} = \sum_{i=1}^{44} n_i \cdot V_{\text{ном}} = 92\,600 \text{ м}^3 < 100\,000 \text{ м}^3.$$

Следовательно, по СП 110.13330.2011 нефтебаза относится ко II категории.

Задача 3. Определить вместимость резервуарного парка нефтебазы для хранения бензина АИ-93 при заданном графике поступления и отгрузки (в процентах от годовой реализации, указанной в таблице 2.18). Среднемесячное потребление бензина равно $1\,000 \text{ м}^3$.

Таблица 2.18

График поступления и отгрузки нефтепродукта по месяцам

Показатели	Значения показателей, %												
	Месяц												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Всего
Поступление	13	14	11	7	4	3	4	6	8	9	10	11	100
Отгрузка	2	4	6	6	7	13	15	13	12	11	6	5	100

Решение:

1. Рассчитываются месячные остатки и их сумма. Данные заносятся в таблицу 2.19.

Таблица 2.19

Остатки нефтепродуктов

Показатели	Значения показателей, %											
	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Месячный остаток	11	10	5	1	-3	-10	-11	-7	-4	-2	4	6
Сумма месячных остатков	11	21	26	27	24	14	3	-4	-8	-10	-6	0

2. Величина страхового запаса нефтепродукта принимается 10% от среднемесячного потребления $\Delta V_i^{\text{ст}} = 10\%$.

3. Необходимый проектный объем резервуаров находится по формуле (2.5) и с учетом того, что $\Delta V_i^{\text{min}} = -10\%$, $\Delta V_i^{\text{max}} = 27\%$, определится:

$$V_i = 12\,000 \cdot [27 - (-10) + 10] : 100 = 5\,640 \text{ м}^3.$$

4. Выбираем два резервуара типа РВС – 5000. Тогда необходимый геометрический объем резервуаров с учетом коэффициента использования емкости $k_u = 0,85$ составит:

$$V_{pi} = V_i / k_u = 5\,640 / 0,85 = 6\,635,3 \text{ м}^3.$$

Задача 4. Определить необходимый полезный объем резервуарного парка речной перевалочной нефтебазы, расположенной южнее 60° северной широты в районе, где промышленность потребляет 50% нефтепродуктов. Среднемесячное потребление дизельного топлива составляет $7\,000 \text{ м}^3$. Норму страхового запаса взять 15%.

Решение:

1. По таблице 2.7 методом интерполяции находится среднее значение $K_{III} = 1,35$.

2. По формуле для расчета полезного объема резервуарного парка речных перевалочных и распределительных нефтебаз с незамерзающими путями, находится значение полезного объема резервуарного парка для дизельного топлива

$$V_i = 1,15 \cdot 7\,000 \cdot 1,35 \cdot (1 + 15/100) = 12\,497,6 \text{ м}^3.$$

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3

Определение геометрических параметров вертикальных стальных резервуаров

При проектировании резервуарного парка нефтебазы главным фактором сокращения расхода металла на его строительство при сохранении возможности безопасной эксплуатации является определение оптимальных размеров вертикальных стальных резервуаров: диаметра, высоты, толщины стенки и днища резервуара.

Высота и диаметр резервуаров определяются согласно таблице 1 ГОСТ 31385-2016. Однако приведенные размеры носят рекомендательный характер, и заказчик вправе вносить уточнения этих размеров при проектировании и изготовлении резервуаров. В таблице 3.1 представлены основные данные по стальным вертикальным резервуарам для нефти и нефтепродуктов.

Таблица 3.1

Геометрические параметры вертикальных стальных резервуаров

Номинальный объем V , м ³	Тип резервуара					
	РВС, РВСП			РВСПК		
	Внутренний диаметр стенки D^* , м	Высота стенки H^* , м		Внутренний диа- метр стенки D^* , м	Высота стенки H^* , м	
100	4,73	5,96	6,0	-	-	
200	6,63					
300	7,58	7,45	7,5			
400	8,53					
700	10,43	8,94	9,0			
1 000		11,92	12,0	12,33	8,94	9,0
2 000	15,18					
3 000	18,98			11,92	12,0	
5 000	22,80					
	20,92			14,90	15,0	
10 000	28,50	17,88	18,0	28,50	17,88	18,0
	34,20	11,92	12,0	34,20	11,92	12,0
20 000	39,90	18,0		39,90	18,0	
	47,40 (45,6)	12,0				
30 000	45,60	18,0		45,60		
40 000	56,90			56,90		
50 000	60,70			60,70		
100 000 – 120 000	95,40			95,40		

Примечание:

* Уточняется в зависимости от ширины и длины листов стенки и метода изготовления (рулонного или полистового).

Толщина стенки и днища резервуара определяется на основании расчетов.

Расчет толщины стенки резервуара

Расчет толщины стенки вертикального стального резервуара проводится согласно пункту 6.1.4. ГОСТ 31385-2016 и сводится к решению следующих задач:

- 1) расчет минимальной толщины стенки при эксплуатации и гидротиспытаниях;
- 2) определение минусового допуска на прокат;
- 3) вычисление номинальной толщины листового проката;
- 4) выполнение проверки на прочность и устойчивость;
- 5) назначение номинальной толщины стенки для каждого пояса резервуара.

Для определения значения номинальной толщины поясов стенки t следует принимать из сортамента на листовой прокат так, чтобы соблюдались следующие неравенства:

$$t \geq \max(t_d + \Delta t_c; t_g + \Delta t_c; t_s + \Delta t_c; t_h + \Delta t_c) + \Delta t_m, t \leq 40 \text{ мм}, \quad (3.1)$$

где t_d , t_g , t_s – расчетные толщины поясов стенки при действии статических нагрузок при эксплуатации, гидравлических испытаниях и при сейсмическом воздействии соответственно; t_h – минимальная конструктивная толщина стенки, мм; Δt_m – минусовой допуск на листовой прокат, указанный в сертификате на поставку металла (если $\Delta t_m \leq 0,3$ мм, то допускается в расчетах принимать $\Delta t_m = 0$) – определяется по таблице 3.2.

Таблица 3.2

Предельные минусовые отклонения по толщине листового проката

Толщина проката, мм	Предельные минусовые отклонения по толщине листового проката, мм
До 5,5	0,50
Св. 5,5 до 7,5	0,60
Св. 7,5 до 25,0	0,80
Св. 25,0 до 30,0	0,90

Толщина проката, мм	Предельные минусовые отклонения по толщине листового проката, мм
Св. 30,0 до 34,0	1,00
Св. 34,0 до 40,0	1,10

Δt_c – припуск на коррозию металла стенки; мм. $\Delta t_c = 1$ мм. Значение припуска на коррозию зависит от агрессивности хранимого продукта, характеризующейся скоростью коррозионного повреждения металлоконструкций. При хранении в резервуарах нефтепродуктов с коррозионной активностью до 0,05 мм/год, припуск на коррозию металла стенки в 1 мм обеспечивает безопасную эксплуатацию резервуара на срок 20 лет.

Минимальная конструктивная толщина листа стенки t_h определяется по таблице 3.3

Таблица 3.3

Минимальные конструктивные толщины листов стенки

Диаметр резервуара, м	Минимальная толщина листов стенки t_h , мм
До 10 включ.	4
Св. 10 до 16	5
Св. 16 до 25	6
Св. 25 до 40	8
Св. 40 до 65	10
Св. 65	12

Расчетную толщину i -го пояса стенки из условия прочности при действии статических нагрузок при эксплуатации следует определять по формуле:

$$t_{di} = \left[0,001 \cdot \rho_d \cdot g \cdot (H_d - z_i) + 1,2p \right] \cdot \frac{r}{R}. \quad (3.2)$$

Расчетную толщину i -го пояса стенки из условия прочности при гидравлических испытаниях следует определять по формуле:

$$t_{gi} = \left[0,001 \cdot \rho_g \cdot g \cdot (H_g - z_i) + 1,25 \cdot p \right] \cdot \frac{r}{R}, \quad (3.3)$$

где r – радиус резервуара, м; t_{di}, t_{gi} – расчетная толщина i -го пояса для эксплуатации и гидроиспытаний, м; z_i – расстояние от днища до нижней кромки i -го пояса, м; ρ_d, ρ_g – плотность продукта (воды) для эксплуатации и гидравлических испытаний, т/м³, $\rho_d = \rho_g = 1,0 \text{ т/м}^3$; H_d, H_g – расчетные уровни налива продукта для эксплуатации и гидроиспытаний; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; p – нормативное избыточное давление в газовом пространстве; МПа (в резервуарах типа РВС избыточное давление принимается равным $p = 2000 \text{ Па}$).

Расчетный параметр R (МПа) определяется по формуле:

$$R = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c \cdot \gamma_t}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \quad (3.4)$$

где R_{yn} – нормативное сопротивление, принимаемое равным гарантированному значению предела текучести по действующим стандартам и техническим условиям на сталь; γ_c – безразмерный коэффициент условий работы поясов стенки; γ_t – температурный коэффициент; γ_m – безразмерный коэффициент надежности по материалу; γ_n – безразмерный коэффициент надежности по опасности.

$R_{yn} = 255 \text{ МПа}$ выбирается исходя из предела текучести стали по ГОСТ 27772-88.

Безразмерный температурный коэффициент γ_t определяется по формуле:

$$\gamma_t = \begin{cases} \sigma_T / \sigma_{T,20}, & \text{если } T > 100 \text{ } ^\circ\text{C}; \\ 1, & \text{если } T \leq 100 \text{ } ^\circ\text{C}. \end{cases} \quad (3.5)$$

Коэффициент надежности по ответственности и коэффициенты условий работы поясов стенки следует назначать в соответствии с таблицами 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4

Коэффициент надежности по ответственности γ_n

Класс резервуара	Уровень ответственности	Класс опасности в соответствии с РБ 03-69-2013	Значение при плотности продукта	
			$\rho_d \leq 1,05$ т/м	$\rho_d > 1,05$ т/м
КС-3а	Повышенный	I	1,20	1,25
КС-3б	Повышенный	II	1,10	1,20
КС-2а	Нормальный	III	1,05	1,10
КС-2б	Нормальный	IV	1,00	1,05

Примечание: в зависимости от номинального объема резервуары делятся на следующие классы (классы сооружения по уровню ответственности в соответствии с приложением А ГОСТ 27751):

- класс КС-3а – резервуары объемом более 50 000 м³ до 120 000 м³ включительно;
- класс КС-3б – резервуары объемом от 20 000 м³ до 50 000 м³ включительно;
- класс КС-2а – резервуары объемом от 1 000 м³ и менее 20 000 м³;
- класс КС-2б – резервуары объемом менее 1 000 м³.

Таблица 3.5

Коэффициенты условий работы поясов стенки γ_c

Участок стенки	В условиях эксплуатации при диаметре резервуара:		В условиях гидравлических испытаний
	D ≤ 61 м	D > 61 м	
Первый пояс	0,7	0,7	0,9
Второй пояс	0,8	0,7	0,9
Остальные пояса стенки	0,8	0,8	0,9
Зона сопряжения стенки с днищем («уторный узел») при необходимости расчета с учетом развития пластических деформаций	1,2	1,2	1,2

Значения коэффициентов надежности по материалу (γ_m) проката, гнутых профилей и труб принимаются по таблице 3.6 из СП 16.13330.2011 Стальные конструкции.

Таблица 3.6

Коэффициент надежности по материалу γ_m

Государственный стандарт или технические условия на прокат и трубы	Коэффициент надежности по материалу γ_m
ГОСТ 27772 (кроме сталей С590 и С590К) и другая нормативная документация, использующая процедуру контроля свойств проката по ГОСТ 27772	1,025
Для проката с пределом текучести свыше 380 Н/мм по ГОСТ 19281, для труб по ГОСТ 8731	1,100
Для остального проката и труб, соответствующих требованиям настоящих норм	1,050
Для проката и труб, поставляемых по зарубежной нормативной документации	1,100

Расчет на прочность стенок резервуара:

В процессе эксплуатации резервуара его стенки испытывают напряжение растяжения и сжатия. При заполнении резервуара нефтепродуктом его стенки расширяются от давления столба жидкости и давления в газовом пространстве, величина которого зависит от давления открытия дыхательного клапана (2 000 Па). В процессе слива нефтепродукта резервуар сжимается и давление в нём становится меньше атмосферного и определяется давлением открытия клапана разрежения (вакуумметрическое давление 200 Па).

Прочность материала цилиндрической части резервуара на единичной высоте ($h = D$) при растяжении находится из выражения:

$$\sigma_e = \frac{N}{F_2} \quad (3.6)$$

где σ_e – предел выносливости (прочности) материала при растяжении (для стали марки Ст2 – 334 МПа); N – сила, растягивающая цилиндрическую поверхность резервуара на единичной высоте ($N = P \cdot F_1 = P \cdot D \cdot D$), Н; F_2 – площадь сечения металла резервуара, на которую действует растягивающая сила $F_2 = 2 \cdot D \cdot \delta_1$, м².

В результате подстановки получим:

$$\sigma_{\sigma} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \delta_1}; \quad (3.7)$$

откуда толщина стенки резервуара равна

$$\delta_1 = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_{\sigma}}; \quad (3.8)$$

Для резервуара РВС-1000 толщина стенки резервуара равна $\delta_1 = 72\,560 \cdot 12,3 / (2 \cdot 334 \cdot 10^6) = 0,0014$ м или 1,4 мм.

В процессе эксплуатации резервуаров возможна деформация его стенки в результате превышения допустимых напряжений или образование трещин в результате «усталости» материала.

С учетом запаса прочности (1,5–3,0) выбирается $\delta_1 = 4$ мм. Увеличение толщины стенки связано с нагрузкой от веса крыши, температурной деформацией, деформациями от «вдоха» и «выдоха», ветровой нагрузкой и возможными толчками землетрясения.

Задача 1. Определить номинальную толщину стенки поясов резервуара РВСПК-50000, выполненного из стали 09Г2С, для хранения дизельного топлива. Плотность дизтоплива принять равной $0,84$ т/м³. Масса крыши РВСПК-50000 составляет $m_k = 32,5$ т. Диаметр крыши примем равным диаметру резервуара $D_k = 60,7$ м, площадь крыши составляет $S_k = 2\,892,32$ м².

1. Избыточное давление отвеса крыши равно

$$P_u = \frac{m_k g}{S_k} = \frac{32500 \cdot 9,81}{2892,32} = 0,11 \text{ кПа.}$$

2. Расчетное сопротивление стали 09Г2С по пределу текучести $R_{yn} = 345$ МПа. Коэффициент надежности по материалу $\gamma_m = 1,025$, коэффициент надежности по ответственности $\gamma_m = 1,1$.

Расчетный параметр R :

– для первого пояса

$$R = 345 \frac{0,7}{1,025 \cdot 1,1} = 214,19 \text{ МПа;}$$

– для остальных поясов

$$R = 345 \frac{0,8}{1,025 \cdot 1,1} = 244,79 \text{ МПа.}$$

3. Высота взлива нефтепродукта в резервуаре составляет 90-95% высоты резервуара. Для РВСПК-50000 высота взлива дизельного топлива принимается $H_{om} = 17$ м. Высота пояса резервуара составляет 2,25 м. Количество поясов 8. Припуск на коррозию $\Delta t_c = 1$ мм.

4. Пример расчета толщины стенки для первого пояса:

– для режима эксплуатации

$$t_d = [0,84 \cdot 9,81 \cdot (17 - 0) + 1.2 \cdot 0,11] \frac{30,65}{214,19} + 1 = 21,06 \text{ мм;}$$

с учетом минусового допуска на прокат $\Delta t_m = 0,8$ мм: $t_d = 22$ мм;

– для режима гидравлических испытаний

$$t_g = [1 \cdot 9,81 \cdot (17 - 0) + 1.25 \cdot 0,11] \frac{30,65}{214,19} + 1 = 24,88 \approx 25 \text{ мм.}$$

5. Для РВСПК-50000 минимальная конструктивная толщина стенки составляет $\delta_{kc} = 11$ мм. Так как $t_d > \delta_{kc}$ и $t_g > \delta_{kc}$ принимаем номинальную толщину стенки первого пояса $t_1 = 25$ мм.

6. Результаты расчета толщины стенки по поясам резервуаров представлены в табл.3.7.

Таблица 3.7

Расчет толщины стенки резервуара РВСПК-50000 по поясам

№ пояса	t_d , мм	t_g , мм	t_s , мм
1	21,67	24,65	25
2	16,89	18,96	19
3	14,59	16,22	17
4	12,29	13,48	14
5	9,99	10,75	11
6	7,49	8,01	11
7	5,09	5,27	11
8	2,79	2,54	11

Задача 2. Выполнить расчет стенки резервуара на прочность с учетом хрупкого разрушения. Исходные данные: резервуар РВС-10000; высота стенки $H = 11,92$ м; радиус резервуара $r = 17,1$ м; избыточное давление $p_u = 0,002$ МПа; плотность нефти $\rho = 917,4$ кг/м³; материал – сталь углеродистая, обыкновенного качества марки СтЗкп (кп – кипящая); расчетное сопротивление (предел выносливости материала) $\sigma_B = 360$ МПа.

Условие прочности стенки резервуара согласно СП 16.13330.2010 следующее:

$$\sigma \leq [\sigma], \quad (3.9)$$

где σ – кольцевое напряжение в первом поясе стенки резервуара; $[\sigma]$ – допускаемое напряжение.

Напряжение в первом поясе по СП 16.13330.2010:

$$\sigma = \frac{[n_1 \cdot g \cdot \rho \cdot (H - x) + n_2 \cdot p_u] \cdot r}{\delta}, \quad (3.10)$$

где n_1 – коэффициент перегрузки жидкости, $n_1 = 1,1$; H – высота столба жидкости для рассчитываемого пояса, м; x – расстояние, равное 0,3 м для 1-го пояса; n_2 – коэффициент перегрузки в газовом пространстве резервуара, $n_2 = 1,2$; p_u – избыточное давление в газовом пространстве;

r – радиус окружности стенки, м; δ – фактическая толщина стенки, 0,011 м.

Напряжение в поясе не должно превышать допускаемого напряжения, определяемого с учетом хрупкого разрушения:

$$[\sigma] = m \cdot \sigma_{max} = \frac{m \cdot \beta \cdot \sigma_B}{\gamma_u}, \quad (3.11)$$

где m – коэффициент условий работы стенки, $m = 0,8$; β – коэффициент, учитывающий возможное хрупкое разрушение, $\beta = 0,85$; σ_B – расчетное сопротивление стали растяжению, сжатию, МПа; γ_u – коэффициент надежности по временному сопротивлению, $\gamma_u = 1,3$.

Подставляя численные значения в вышеуказанные выражения, получим:

$$\sigma = \frac{[1,1 \cdot 9,81 \cdot 917,4 \cdot (11,92 - 0,3) + 1,2 \cdot 2\,000] \cdot 17,1}{0,011} = 182,6 \text{ МПа};$$

$$[\sigma] = \frac{0,85 \cdot 0,8 \cdot 360}{1,3} = 188,3 \text{ МПа}.$$

Условие прочности $\sigma \leq [\sigma]$ выполняется.

Примечание: Допустимое напряжение $[\sigma]$ в первом приближении можно принять равным $(0,4-0,6) \sigma_a$ или равным пределу текучести при растяжении (для листовой стали Ст3кп толщиной до 20 мм $\sigma_T = 235$ МПа).

Задача 3. Выполнить расчет ресурса стенки резервуара до образования трещины в результате растяжения и сжатия при его наполнении и сливе.

Требуется определить ресурс (число циклов нагружения) резервуара объемом $5\,000 \text{ м}^3$. Исходные данные: диаметр $D = 22,8$ м; высота $H = 12$ м; высота заполнения $H_{max} = 10,4$ м; расчетная плотность нефти $\rho = 1\,000 \text{ кг/м}^3$. Материал – сталь Ст3, относительное сужение площади поперечного сечения образца при разрыве $\psi = 0,31$; предел выносливости $\sigma_{-1} = 100$ МПа; предел текучести $\sigma_T = 230$ МПа; остаточная толщина стенки 8 мм.

Величина напряжения растяжения в стенке при максимальной ее нагрузке

$$\sigma_M = \frac{\rho \cdot g \cdot (H_{max} - x) \cdot r}{\delta} = \frac{1\,000 \cdot 9,8 \cdot (10,4 - 0) \cdot 11,4}{0,008} = 144 \text{ МПа}.$$

Коэффициент концентрации напряжений вычисляется по формуле:

$$K_\sigma = \frac{\sigma_m}{\sigma_M} = \frac{230}{144,4} = 1,59.$$

Число циклов работы резервуара до образования трещины без учета коррозионного воздействия по следующей зависимости

$$N = \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \cdot k_3 \cdot \sigma_T \cdot \frac{1}{\psi} - \sigma_{-1}} - 1 \right)^2, \quad (3.12)$$

В приведенной формуле величина $E = 2 \cdot 10^5$ Па – модуль упругости материала, $\psi = 0,31$ – относительное сужение образца, $\sigma_T = 230$ МПа – предел текучести, $\sigma_{-1} = 100$ МПа – предел выносливости, $k_3 = 2$ – коэффициент запаса прочности материала, $\varphi = 0,8$ – коэффициент, учитывающий снижение характеристик металла в результате сварки.

$$N = \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1-0,31}}{1,28 \cdot 2 \cdot 230 \cdot \frac{1}{0,8} - \sigma_{-1}} - 1 \right)^2 = 5\,476.$$

Коэффициент влияния окружающей среды определяется выражением

$$\beta_{kc} = \lambda \cdot \lg N = 0,1 \cdot \lg 5\,476 = 0,37$$

Коэффициент коррозии λ зависит от принятых мер по снижению коррозии и может лежать в пределах 0,02–0,1. Коэффициент принимается $\lambda = 0,1$ (без применения мер по снижению коррозии).

Остаточный ресурс стенки резервуара до образования трещин с учетом коррозии находится по формуле:

$$N_0 = N \cdot (1 - \beta_{kc}) = 5\,476 \cdot (1 - 0,37) = 3\,450$$

При частоте заполнения $m = 300$ раз в год остаточный срок службы резервуара составит:

$$T = \frac{N_0}{m} = \frac{3\,450}{300} = 11,5 \text{ лет}$$

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4

Транспортировка нефтепродуктов водным и автомобильным транспортом

Транспортировка нефтепродуктов на нефтебазы и АЗС осуществляется железнодорожным, водным, автомобильным и трубопроводным транспортом.

Водный транспорт

При перевозке нефтепродуктов водным транспортом используются сухогрузные и наливные суда. Сухогрузными судами груз перевозится непосредственно на палубе (как правило, в бочках).

Наливные суда перевозят нефть и нефтепродукты в трюмах или в танках, размещенных на палубе. Они делятся на танкеры (морские и речные) и баржи (морские и речные). Танкер представляет собой самоходное судно, корпус которого системой продольных и поперечных переборок разделен на отсеки: носовой, кормовой и грузовые. Для сбора продуктов испарения нефтегрузов и регулирования давления в танках на палубе танкера устроена газоотводная система с дыхательными клапанами. Все грузовые танки соединены между собой трубопроводами для обеспечения погрузки и выгрузки нефтепродуктов.

Максимальная скорость потока нефтепродуктов в трубопроводе не должна превышать 12 м/с во избежание образования большого статического заряда, который впоследствии может привести к возникновению взрывов и пожаров.

В настоящее время основным средством налива нефтепродуктов в танкер являются стендеры – конструкции из шарнирно-сочлененных трубопроводов. Они бывают двух типов: с ручным передвижением подвижных звеньев (РС) и с автоматизированным управлением (АС). Рабочее давление в стендере может достигать 1,6 МПа, диаметр стендеров доходит до 500 мм. Грузовая система наливных судов должна обеспечивать быстрый прием и выдачу нефтепродукта. Для обеспечения налива и разгрузки нефтеналивных судов устраиваются специальные сооружения – нефтяные гавани, причалы или пирсы. Число таких сооружений определяют по формуле:

$$n_{\Pi} = \frac{\sum \tau_i \cdot G_{\text{год}} \cdot K_n}{\tau_{\text{нав}} \cdot q_c}; \quad (4.1)$$

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

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

- 1) время проведения подготовительных операций (подход, швартовка, соединение с береговыми трубопроводами): $\tau_1 = 0,5 \div 2$ ч;
- 2) время выгрузки (загрузки) нефтепродукта:

$$\tau_2 = \begin{cases} K \cdot q_c / q_n - \text{при выгрузке} \\ q_c / q_n - \text{при загрузке} \end{cases}; \quad (4.2)$$

где K – коэффициент, показывающий, какая часть наливного груза откачивается грузовыми насосами (для маловязких нефтепродуктов $K=0,25 \div 0,97$, для вязких $K=0,92 \div 0,95$); q_n – производительность насосной установки по конкретному нефтепродукту, т/ч;

- 3) время зачистки судна от остатков при выгрузке:

$$\tau_3 = \frac{(1 - K) \cdot q_c}{q_3}; \quad (4.3)$$

где q_3 – производительность зачистных насосов по конкретному нефтепродукту, т/ч;

- 4) время подогрева вязких нефтепродуктов перед выгрузкой: τ_4 (задается или выбирается в каждом конкретном случае);

- 5) время разъединения трубопроводов и расчалки судна $\tau_5 = 0,5 \dots 1$ ч.

Выгрузка нефтепродуктов из морских судов производится только судовыми насосами, а из речных – как судовыми насосами, так и плавучими средствами парохозяйства. Длина причала определя-

ется исходя из длины прибывающих судов. Данные о нефтеналивных судах приведены в табл.4.1 и 4.2.

Таблица 4.1

Основные показатели морских танкеров

Показатели	«Олег Кошевой»	«Казбек»	«Прага»	«Лисичанск»	«София»	«Крым»
Дедвейт, т	4 696	11 800	30 720	34 640	49 370	150 000
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	1 100	750	5 000
Напор грузового насоса, м	100	100	80	100	100	80
Размеры, м: длина ширина	123,5 16,0	145,5 19,2	202,8 25,8	195,0 27,0	230,6 31,0	295,5 45,0
Осадка с грузом	4,3	8,5	10,4	10,7	11,0	17,0

Таблица 4.2

Основные показатели речных танкеров и нефтегрузов

Показатели	Номер проекта					
	1754А	P77	1553	558	1577	587
Грузоподъемность, т	1 000	2 150	2 700	45 000	4 800	3 000
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 ширина	86,7 12,99	108,8 15,10	119,9 13,42	132,6 16,75	132,6 16,90	110,2 13,40
Осадка с грузом	1,6	2,5	3,5	3,6	3,5	3,3

Задача 1. Определить число причалов при грузообороте $G_{год} = 3 \cdot 10^6$ т/год. Мазут ($K=0,95$) плотностью $\rho = 890$ кг/м³ перевозят

танкерами средним тоннажем $q_c = 2 \cdot 10^4$ т в течение навигационного периода продолжительностью $\tau_{нав} = 200$ сут. Танкеры оборудованы грузовыми насосами с суммарной подачей $q_n = 2000$ м³/ч. Зачистные насосы имеют подачу $q_3 = 200$ м³/ч. Коэффициент неравномерности прибытия танкеров $K_n = 1,5$. Подогрева нефтепродукта перед сливом не требуется ($\tau_4 = 0$).

Решение

1. Пусть время на подготовительные операции $\tau_1 = 2$ ч, время на расчалку $\tau_5 = 1$ ч.

2. Время работы грузовых насосов

$$\tau_2 = \frac{K \cdot q_c}{q_n} = \frac{0,95 \cdot 20\ 000}{0,89 \cdot 2\ 000} = 10,7 \text{ ч}$$

3. Продолжительность процесса зачистки

$$\tau_3 = \frac{(1 - K) \cdot q_c}{q_3} = \frac{(1 - 0,95) \cdot 20\ 000}{0,89 \cdot 200} = 5,6 \text{ ч}$$

4. Суммарное время пребывания танкера у причала

$$\sum \tau_i = 2 + 10,7 + 5,6 + 0 + 1 = 19,3 \text{ ч}$$

5. Необходимое число причалов

$$n_{\Pi} = \frac{\sum \tau_i \cdot G_{год} \cdot K_n}{\tau_{нав} \cdot q_c} = \frac{19,3 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 1,5}{(200 \cdot 24) \cdot 20\ 000} = 0,9$$

т.е. достаточно одного причала.

Задача 2. На распределительную нефтебазу в районе промышленного города водным транспортом с помощью речных танкеров «Проект 587» поставляется зимнее дизельное топливо плотностью 840 кг/м³. Продолжительность навигационного периода 300 суток. Определить количество причалов при грузообороте 150000 т/год. Производительность зачистных насосов принять равной 10% от производительности грузовых насосов.

Решение

1. Пусть время на подготовительные операции $\tau_1 = 2$ ч, время на расчалку $\tau_5 = 1$ ч.

2. Время работы грузовых насосов

$$\tau_2 = \frac{K \cdot q_c}{q_n} = \frac{0,95 \cdot 3\,000}{1 \cdot 360} = 7,92 \text{ ч}$$

Принимаем условие, что 95% груза откачивается грузовыми насосами ($K=0,95$).

3. Продолжительность процесса зачистки

$$\tau_3 = \frac{(1-K) \cdot q_c}{q_3} = \frac{(1-0,95) \cdot 3\,000}{1 \cdot (0,1 \cdot 360)} = 4,17 \text{ ч}$$

4. Суммарное время пребывания танкера у причала

$$\sum \tau_i = 2 + 7,92 + 4,17 + 0 + 1 = 15,09 \text{ ч}$$

5. Необходимое число причалов

$$n_{\Pi} = \frac{\sum \tau_i \cdot G_{\text{год}} \cdot K_n}{\tau_{\text{нав}} \cdot q_c} = \frac{15,09 \cdot 150\,000 \cdot 1,5}{(300 \cdot 24) \cdot 3\,000} = 0,157 \rightarrow n_{\Pi} = 1 (\text{причал})$$

Автомобильный транспорт

Автотранспорт нефтепродуктов осуществляется в таре (бочках, канистрах), а также в автоцистернах. Автоцистерны классифицируются по следующим критериям:

– по типу базового шасси: автомобили-цистерны, полуприцепы-цистерны, прицепы-цистерны;

– по виду транспортируемого продукта: для топлив, для масел, для мазутов и т. д. (Разделение обусловлено недопустимостью даже незначительного смешивания);

– по вместимости: малой (до 2 т); средней (2...5 т); большой (5...15 т); особо большой (более 15 т).

Для налива нефтепродуктов в автоцистерны применяют стояки. Налив нефтепродуктов в автоцистерны может осуществ-

ляться как через горловину (верхний налив), так и через нижний патрубок автоцистерны (нижний налив). Крышка горловины автоцистерны оборудуется патрубком со шлангом для отвода газовой смеси в опорожняемые резервуары или на УУЛФ.

При поставках нефтепродуктов автомобильным транспортом расчетное количество наливных устройств станции налива определяется по формуле:

$$n_{\text{ну}} = \frac{G_{\text{сут}} \cdot K_{\text{нп}}}{\rho_{\text{н}} \cdot q_{\text{ну}} \cdot K_{\text{и}} \cdot \tau_{\text{рн}}}; \quad (4.4)$$

где $G_{\text{сут}}$ – среднесуточный грузооборот нефтепродукта, т/сут; $K_{\text{нп}}$ – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (из табл.2.3 стр. 12); $q_{\text{ну}}$ – расчетная производительность наливных устройств, м³/ч; $K_{\text{и}}$ – коэффициент использования наливных устройств, $K_{\text{и}} = 0,7$; $\tau_{\text{рн}}$ – количество часов работы наливных устройств в сутки, ч; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефтепродукта, т/м³.

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

- для нефтепродуктов вязкостью до 60 мм²/с – 40...100 м³/ч;
- для нефтепродуктов вязкостью от 60 до 600 мм² / с – 30...60 м³ /ч.

При самотечном наливе указанные производительности уменьшают на 25...30%.

Характеристики автомобильных цистерн представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Технические характеристики автомобилей-цистерн

Показатель	АЦ-4-131	АЦ-6,5	АЦ-5,5-4320	АЦ-7,8	АЦ-11
Базовое шасси	ЗИЛ-131	ЗИЛ-433362	Урал-4320	КамАЗ 43101	КамАЗ 53212
Габаритные размеры, мм:					
длина	6 856	7 555	7 684	7 735	8 800
ширина	2 455	2 500	2 550	2 500	2 500
высота	2 480	2 656	2 680	3 110	3 200
Вместимость эксплуатационная, м ³	4,1	6,5	5,5	7,8	11,0
Время самозаполнения цистерны, мин	12	15	18	20	20
Время слива, мин:					
с помощью насоса	12	15	18	20	20
самотеком	18	25	25	25	25
Размеры цистерны, мм:					
длина	2 625	2 735	3 680	3 830	4 300
малая ось эллипса	1 050	1 100	1 200	1 220	1 630
большая ось эллипса	1 000	1 900	2 050	2 170	2 170
Подача насоса, м ³ /ч	25	25	25	25	30
Дыхательный клапан	РС-38	РС-38	РС-38	РС-38	РС-38
Количество дыхательных клапанов, шт.	1	1	1	1	2
Давление открытия, МПа	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Задача 3. Определить количество наливных устройств для подачи в автоцистерны 450 т/сут дизельного топлива плотностью 850 кг/м³. Городская станция налива работает 8 ч/сут.

Решение

1. По таблице 2.3 находится величина коэффициента неравномерности потребления нефтепродуктов в городе: $K_{нп} = 1,0$.

2. Принимая расчетную производительность наливных устройств равной 50 м³/ч, находим их необходимое число:

$$n_{\text{ну}} = \frac{G_{\text{сут}} \cdot K_{\text{нп}}}{\rho_{\text{н}} \cdot q_{\text{ну}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \tau_{\text{рн}}} = \frac{450 \cdot 1}{0,85 \cdot 50 \cdot 0,7 \cdot 8} = 1,89$$

Округляя в большую сторону, принимаем два наливных устройства.

Задача 4. Определить количество наливных устройств для подачи в автоцистерны дизельного топлива плотностью 840 кг/м³. Городская станция налива работает 13 ч/сут с производительностью 328 500 т/год

Решение

1. По таблице 2.3 находится величина коэффициента неравномерности потребления нефтепродуктов в городе: $K_{\text{нп}} = 1,0$.

2. Суточная производительность налива в автоцистерны определяется по формуле:

$$G_{\text{сут}} = \frac{G_{\text{год}}}{365} = 900 \left(\frac{\text{т}}{\text{сут}} \right).$$

3. Принимая расчетную производительность наливных устройств равной 60 м³/ч, находим их необходимое число:

$$n_{\text{ну}} = \frac{G_{\text{сут}} \cdot K_{\text{нп}}}{\rho_{\text{н}} \cdot q_{\text{ну}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \tau_{\text{рн}}} = \frac{900 \cdot 1}{0,84 \cdot 60 \cdot 0,7 \cdot 13} = 1,96$$

Округляя в большую сторону, принимаем два наливных устройства.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5

Транспортировка нефтепродуктов железнодорожным транспортом

Поставка нефтепродуктов по железной дороге производится в специальных цистернах или крытых вагонах в таре. Железнодорожные цистерны классифицируют по назначению и по типу ходовой части.

По назначению цистерны бывают обычного исполнения (перевозка светлых нефтепродуктов) и специального назначения (перевозка парафинистых нефтей и нефтепродуктов). К цистернам специального назначения относятся цистерны с паровой рубашкой и цистерны-термосы с тепловой изоляцией и трубчатым подогревателем. Объем котла современных цистерн составляет от 54 до 162 м³, диаметр до 3,2 м.

По типу ходовой части различают четырех- и восьмиосные цистерны.

Рассмотрим устройство железнодорожной цистерны (рис. 5). Она имеет котел с креплением на раме в средней части 10 и в концевых его частях 3. К крайним опорам котел притянут стяжными хомутами 2, предназначенными для предотвращения вертикальных и поперечных перемещений относительно рамы. Котел включает цилиндрическую обечайку, сваренную из пяти продольных листов: нижнего 9—11 мм, двух боковых 8 и двух верхних 1 толщиной по 9 мм, двух днищ 7 толщиной 10 мм. Для налива нефтепродуктов, осмотра внутренних частей котла и его очистки используется люк 5, герметично закрываемый крышкой. В люке 5 размещены привод затвора сливного прибора и две планки, укрепленные на уровнях и предназначенные для контроля за предельными уровнями налива груза. Рядом с люком размещен патрубок 6 установки предохранительно-впускного клапана, который отрегулирован на избыточное давление 150 000 Па и вакуум 20 000 Па.

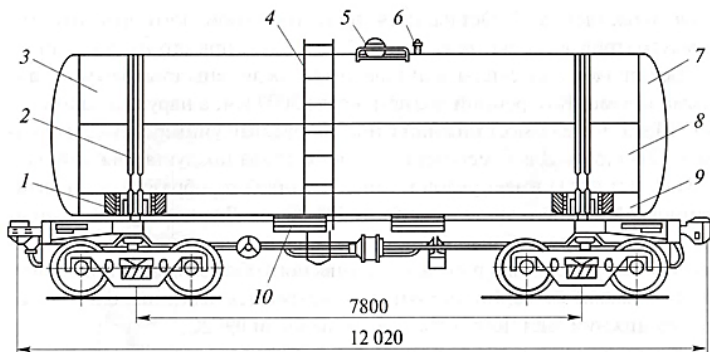


Рис. 5. Цистерна для светлых нефтепродуктов модели 15-1443

Котел имеет нижний слив, оборудован универсальным сливным прибором. Для подъема на цистерну с обеих сторон вблизи от люка закреплены металлические лестницы 4, а наверху сделана площадка безопасного обслуживания при осмотре и промывке котла. Внутри котла также имеется лестница, опирающаяся на нижний лист.

Железная дорога поставяет нефтепродукты, как маршрутами, так и одиночными цистернами. При больших грузооборотах нефтепродуктов применяют маршрутный слив/налив.

Годовой грузооборот нефтебаз:

$$G_{\text{год}} = V_{\text{рп}} \cdot k_{\text{об}}; \quad (5.1)$$

где $k_{\text{об}}$ – коэффициент оборачиваемости нефтебазы;

Суточный грузооборот:

$$G_{\text{сут}} = \frac{G_{\text{год}}}{365} \cdot k_{\text{нп}} \cdot k_{\text{нз}}; \quad (5.2)$$

где $k_{\text{нп}}$ – коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта ($k_{\text{нп}} = 1 \dots 2$, принимается по табл. 2.3 стр. 12); $k_{\text{нз}}$ – коэффициент неравномерности подачи железнодорожных цистерн, $k_{\text{нз}} = 1, 1 \dots 1, 3$.

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

$$N_M = \frac{G_{\text{сут}}}{G_M}; \quad (5.3)$$

где G_M – грузоподъемность одного маршрута (поезда), обычно составляет $G_M = 2 \dots 4$ тыс. т.

Грузоподъемность маршрута в каждом конкретном случае согласовывается с Министерством путей сообщения, при известном количестве вагонов в маршруте может быть определена по формуле:

$$G_M = n_B \cdot \rho_H \cdot V_B; \quad (5.4)$$

где n_B – количество вагонов-цистерн в маршруте; ρ_H – плотность нефтепродукта, кг/м^3 ; V_B – полезный объем вагона-цистерны, м^3 .

Необходимое *число эстакад* определяют по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{N_M \cdot \tau_{\mathcal{E}}}{24}; \quad (5.5)$$

где $\tau_{\mathcal{E}}$ – время занятия эстакады маршрутом (с учетом времени на технологические операции, подачу и уборку цистерн и приготовления маршрута на станции), ч.

На рисунке 6 представлена конструкция сливо-наливного устройства для железнодорожных цистерн.

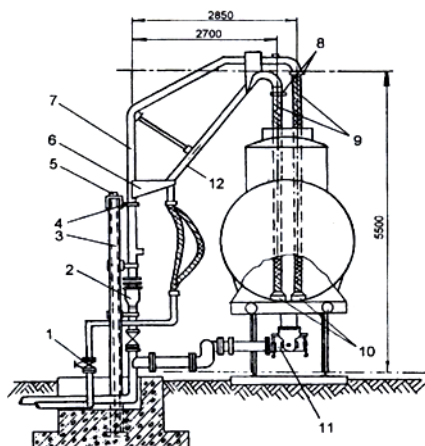


Рис. 6. Сливно-наливной стояк для верхнего и нижнего слива/налива нефтепродуктов: 1 – вентиль; 2 – поворотное устройство; 3 – опорная стойка; 4 – хомут; 5 – стопор-ограничитель; 6 – косынка; 7 – стояк; 8 – соединение шланга со стояком; 9 – шланг (рукав); 10 – наконечник; 11 – установка нижнего слива; 12 – зачистной трубопровод.

В цистерну при сливе продукта опускаются два рукава, рассчитанные на разную пропускную способность, что позволяет максимально выбрать остатки нефтепродукта. Кроме того, стояк дополнительно оборудован установкой нижнего слива, герметически соединенной со сливным прибором цистерны и коллектором. При этом имеется устройство, гарантирующее предотвращение пролива нефтепродукта как в процессе слива из цистерны, так и после слива или налива. При эксплуатации данного стояка (станка) приведенная схема может быть использована для слива и налива вязких нефтепродуктов с путевым подогревом.

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

В механизированных пунктах время налива, независимо от рода нефтепродукта и грузоподъемности цистерн и бункерных по-

лувагонов, составляет 2 ч, слив из двухосных цистерн и бункерных полувагонов – 1 ч 15 мин, из четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – 2 ч.

На нефтебазах при маршрутном сливе/наливе нефтепродукта количество сливо-наливных устройств выбирается в зависимости от расчетного количества наливных маршрутов по таблице 5.1.

Количество сливно-наливных устройств на нефтебазах при маршрутном сливе-наливе нефтепродукта принимается в зависимости от расчетного количества наливных маршрутов. Количество сливо-наливных устройств вычисляется по формуле:

$$n_y = a \cdot N_g; \quad (5.6)$$

где n_y – количество сливно-наливных устройств; a – доля сливо-наливных устройств на маршрут; N_g – количество вагонов-цистерн в маршруте.

Таблица 5.1

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

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

$$l_{\text{э}} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot l_i + 30; \quad (5.7)$$

где a_i – количество цистерн одного типа; l_i – длина цистерны.

В зависимости от выполняемых операций железнодорожные эстакады делятся на наливные (НС) (табл.5.2) и комбинированные (КС) (табл.5.3) – сливные и наливные.

Таблица 5.2

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
1. Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324
2. Число средних звеньев	–	1	2	3	4	5	6	7
3. Число стояков: при 3 коллекторах, при 4 коллекторах	34 44	52 68	70 92	88 116	106 140	124 164	142 188	160 212
4. Число четырехосных цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54
5. Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	800	1 170	1 540	1 910	2 280	2 650	3 010	3 380

Таблица 5.3

Основные данные эстакад для слива и налива в железнодорожные цистерны

Показатели	КС-2	КС-3	КС-4	КС-5	КС-6	КС-7	КС-8	КС-9
Длина эстакады, м	72	108	144	180	216	252	288	324
Число средних звеньев	–	1	2	3	4	5	6	7
Число одновременно сливаемых (наливаемых) цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54
Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	800	1 170	1 540	1 910	2 280	2 650	3 010	3 380

Характеристики железнодорожных цистерн представлены в табл.5.4.

Таблица 5.4

Технические характеристики железнодорожных цистерн

Груз	Модель цистерны	Параметры котла				Кол-во осей	Длина вагона по осям автоцепок, м
		Вместимость, м ³		Диаметр, м	Длина, м		
		полная	полезная				
Бензин и светлые нефтепродукты	15-890	61,2	60,0	2,8	10,300	4	12,02
	15-892						
	15-894						
	15-1443	73,1	71,7	3,0	10,770	4	12,02
	15-1427						
15-1428							

Груз	Модель цистерны	Параметры котла				Кол-во осей	Длина вагона по осям автоцепок, м
		Вместимость, м ³		Диаметр, м	Длина, м		
		полная	полезная				
Бензин и светлые нефтепродукты	15-1547	85,6	83,9	3,2	11,194	4	12,02
	15-871	140,0	137,2	3,0	19,990	4	12,02
	15-1500	161,6	156,2	3,2	20,650	8	21,25
Вязкие нефтепродукты	15-897	62,3	60,3	2,8	10,520	4	12,02
	15-1566	73,2	70,0	3,0	10,770	4	12,02

Для группы цистерн общей весовой нормы менее 700 т предусматривают строительство одиночных устройств или односторонней эстакады, исходя из числа одновременно обрабатываемых цистерн, а для нормы более 700 т – только двухсторонней эстакады, обеспечивающей слив-налив вне зависимости от числа обрабатываемых цистерн.

Задача 1. Определить количество сливо-наливных устройств, количество и длину эстакад для приема 200 000 т дизельного топлива в год в цистернах модели 15–1500 на нефтебазе, расположенной в сельскохозяйственном районе. Плотность дизельного топлива принять равной 0,84 т/м³.

1. Коэффициент $k_{\text{НЗ}}$ принимается равным 1,2. По таблице 2.3 определяется $k_{\text{НП}} = 1,8$. Среднесуточный грузооборот дизельного топлива равен

$$G_{\text{сут}} = \frac{200\,000 \cdot 1,2 \cdot 1,8}{365} = 1\,183,6 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$$

2. При наличии 20 цистерн в маршруте, его грузоподъемность составит

$$G_{\text{м}} = 20 \cdot 0,84 \cdot 156,2 = 2\,624,16 \text{ т}$$

3. Расчетное число маршрутов

$$N_{\text{м}} = \frac{1\,183,6}{2\,624,16} = 0,451 \frac{\text{маршрутов}}{\text{сут}}$$

4. Время занятия эстакады маршрутом принимается 4 часа. Необходимое число эстакад равно

$$\mathcal{E} = \frac{0,451 \cdot 4}{24} = 0,0752 \rightarrow 1.$$

5. Поскольку $0,35 < 0,451 < 1$, то количество сливо-наливных устройств должно обеспечивать одновременный слив $1/3$ маршрута

$$n_y = \frac{1}{3} \cdot 20 = 6,67 \rightarrow 7.$$

6. Поскольку одновременно на нефтебазе планируется обрабатывать треть маршрута, то есть 874,72 т дизельного топлива, что больше 700 т, то эстакада должна быть двусторонней. Выбирается эстакада типа КС-2. Длина эстакады составит

$$l_3 = \frac{7 \cdot 21,25}{2} + 30 = 104,375 \approx 105 \text{ м}$$

Задача 2. Определить количество сливо-наливных устройств и выбрать тип эстакады для приема 1 500 000 т керосина в год на нефтебазе, расположенной в городе. Плотность керосина принять равной $0,88 \text{ т/м}^3$. Доставка топлива осуществляется железнодорожным маршрутом из вагонов-цистерн 15-1500.

1. Коэффициент $k_{\text{НЗ}}$ принимается равный 1,1. По таблице 2.3 $k_{\text{НП}} = 1,3$.

2. Среднесуточный грузооборот топлива находится по формуле

$$G_{\text{сут}} = \frac{1\,500\,000 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{365} = 5\,876,7 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

3. При наличии 44 цистерн в маршруте, его грузоподъемность составит

$$G_{\text{м}} = 44 \cdot 0,88 \cdot 161,6 = 6\,257,15 \text{ т/сут.}$$

4. Расчетное число маршрутов

$$N_m = \frac{5\,876,7}{6\,257,15} = 0,94 \frac{\text{маршрутов}}{\text{сут}}.$$

5. Время занятия эстакады маршрутом в наихудшем случае составляет 2 часа. Необходимое число эстакад равно

$$\mathcal{E} = \frac{0,94 \cdot 2}{24} = 0,078 \rightarrow 1.$$

6. Поскольку $0,078 < 1$, то количество сливо-наливных устройств должно обеспечивать одновременный слив $1/3$ маршрута

$$n_y = \frac{1}{3} \cdot 44 = 15.$$

7. Поскольку одновременно на нефтебазе планируется принимать треть груза маршрута, то есть 1958,9 т керосина, что больше 700 т, то эстакада должна быть двусторонней. Длина эстакады составит

$$l_3 = \frac{15 \cdot 10,325}{2} + 30 = 107,44 \text{ м}$$

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6-7

Сливо-наливные операции на нефтебазах и АЗС

Операции по сливу и наливу нефти и нефтепродуктов в транспортные емкости играют важную роль в процессе их транспортировки и хранения. Правильная организация сливо-наливных операций не только может сократить время разгрузки и загрузки транспортных устройств или снизить потери летучих нефтепродуктов от испарений и переливов, но и помогает избежать глобальных катастроф, аварий и пожаров на нефтебазах.

Существует три вида слива нефтепродуктов: самотечный, сифонный и принудительный.

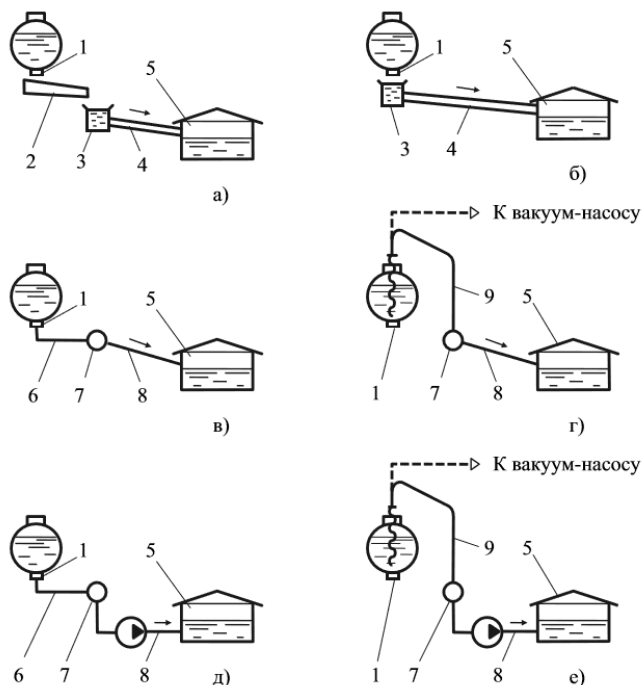


Рис. 7. Способы слива нефтепродуктов: а) открытый самотечный слив б) межрельсовый слив в) закрытый самотечный слив г) сифонный слив д) принудительный нижний слив е) принудительный верхний слив

1. При самотечном сливе сливаемая жидкость сливается без приложения внешних сил (самотеком). Самотечный слив бывает открытым и закрытым. При открытом самотечном сливе (рисунок 7а) нефтепродукт через нижний сливной прибор 1 по сливным лоткам 2 поступает в центральный желоб 3, из которого по трубопроводу 4 стекает в расположенный ниже поверхности приемный резервуар 5. Во избежание потерь от испарения данным способом сливают только низкоиспаряющиеся продукты. Частным для данной схемы является межрельсовый слив (рис. 7б), применяемый при сливе нефти из железнодорожных цистерн, когда центральный желоб располагается под сливаемыми цистернами. Закрытый самотечный слив (рис. 7в). Нефтепродукт по гибким рукавам или шарнирно сочлененным трубам 6, далее по трубопроводу-коллектору 7 поступает в резервуар 5.

Продолжительность полного слива цистерны определяется по формуле 6.1:

$$\tau_0 = \frac{4 \cdot L_u \cdot D_u \cdot \sqrt{D_u}}{3 \cdot \mu_\rho \cdot f \cdot \sqrt{2g}}; \quad (6.1)$$

где L_u, D_u – длина и диаметр котла цистерны; μ_ρ – коэффициент расхода прибора; f – площадь сечения сливного прибора.

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

$$\mu_\rho = \frac{1}{238 \cdot \nu + 1,29}; \quad (6.2)$$

где ν – кинематический коэффициент вязкости нефтепродукта при температуре слива, м²/с.

При подключении к сливному прибору установки нижнего слива СПГ-200 диаметром $d_y = 0,196$ м и длиной $l_y = 1$ м в формулу 6.1 вместо μ_ρ необходимо подставлять величину:

$$\mu_\rho' = \left(\frac{1}{\mu_\rho^2} + \lambda_y \cdot \frac{l_y}{d_y} \right); \quad (6.3)$$

где λ_y – коэффициент гидравлического сопротивления гофрированного рукава.

$$\lambda_y = \frac{0,0125}{\sqrt[3]{d_y}}; \quad (6.4)$$

В формуле 6.4 величина d_y измеряется в метрах.

При закрытом самотёчном сливе нефтепродуктов через специальные устройства нижнего слива в безнапорные коллекторы продолжительность полного опорожнения железнодорожной цистерны описывается выражением

$$\tau_{o.u.} = \frac{2 \cdot L_u}{\mu_c \cdot f \cdot \sqrt{2g}} \cdot \int_0^{D_u} \sqrt{\frac{Z \cdot (D_u - Z)}{Z + h_c}} dZ; \quad (6.5)$$

где μ_c – коэффициент расхода сливного устройства диаметром d_c и длиной h_c ; f – площадь сечения; Z – разность геодезических отметок сливаемой емкости и нефтесборного резервуара.

Для сливного устройства СЛ-9, имеющего $d_c=0,15$ м и длиной $h_c=1,16$ м, при изменении вязкости в интервале от 10^{-4} до $7 \cdot 10^{-3}$ м²/с на основе экспериментов получена зависимость

$$\mu_c = \frac{1}{3,78 + 2200 \cdot \nu}; \quad (6.6)$$

При присоединении к сливному прибору установки нижнего слива коэффициент расхода μ_c' находится по формуле:

$$\mu_c' = \left(\frac{1}{\mu_p^2} + \lambda_y \cdot \frac{l_y}{d_y} + \sum \zeta_i \right)^{-0,5}; \quad (6.7)$$

где $\sum \zeta_i$ – суммарная величина коэффициентов местного сопротивления установки.

Для установок нижнего слива АСН-7Б и АСН-8Б $l_y \leq 3,4$ м; $d_y = 175$ мм, $\sum \zeta_i \approx 1,2$.

Среднее значение скорости течения нефтепродукта в сливной коммуникации выражается в следующем виде:

$$v_{ср.ш.} = 0,5 \cdot \mu'_c \cdot \left[\sqrt{2gh_c} + \sqrt{2g(D_u + h_c)} \right]. \quad (6.8)$$

2. Сифонный слив (рис. 7г) производится через горловину цистерны. Он возможен только в том случае, когда приемный резервуар по отношению к сливаемой цистерне находится на более низкой отметке. Начало движения нефтепродукта обеспечивается созданием вакуума в стояке с помощью вакуум-насоса. Во избежание разрыва струи и соответственно срыва сифона давление в точке А не должно опускаться ниже давления упругости паров нефтепродукта. Производительность сифонного слива самотеком невелика.

Алгоритм расчета сифонного слива таков. Исходя из объема нефтепродукта в цистерне и требуемой продолжительности слива, определяется необходимый расход в стояке Q_c . Затем определяется расчетные диаметры сливного стояка, коллектора, всасывающего и нагнетательного трубопроводов по формуле:

$$d_0 = \sqrt{\frac{4Q_c}{\pi W_0}}; \quad (6.9)$$

После этого выбираются их стандартные значения.
Потери напора в стояке

$$h_c = h_{ш} + \lambda_c \cdot \frac{l_{с.шп}}{d_c} \cdot \frac{v_c^2}{2g}; \quad (6.10)$$

где λ_c, d_c – коэффициент гидравлического сопротивления и диаметра стояка, $h_{ш}$ – потери напора в сливном шланге, v_c^2 – средняя скорость движения нефтепродукта в стояке, $l_{с.шп}$ – приведенная длина стояка.

Расход нефтепродукта в коллекторе находится по формуле:

$$Q_k = Q_c \cdot n_c; \quad (6.11)$$

где n_c – количество стояков, подключенных к коллектору.

Потери напора в коллекторе, как в трубопроводе с переменным диаметром, определяется по формуле:

$$h_{\kappa} = n_{\kappa} + \lambda_{\kappa} \cdot \frac{l_{\kappa.нр}}{d_{\kappa}} \cdot \frac{v_{\kappa}^2}{2g}; \quad (6.12)$$

где n_{κ} – коэффициент, учитывающий изменение расхода по длине коллектора: при ламинарном режиме $n_{\kappa}=0,5$, а при турбулентном $n_{\kappa}=0,33$; λ_{κ} – коэффициент гидравлического сопротивления наиболее протяженной ветки коллектора диаметром d_{κ} при движении нефтепродукта со средней скоростью v_{κ}^2 , $l_{\kappa.нр}$ – приведенная длина коллектора.

Расходы во всасывающем и нагнетательном трубопроводах сливной коммуникации

$$Q = Q_c \cdot n_{co}; \quad (6.13)$$

где n_{co} – общее число стояков, подключенных к коллектору.

По величине расхода Q определяются потери напора на трение во всасывающем h_g и нагнетательном h_n трубопроводах. Суммарные потери напора в сливных трубопроводах с учетом уровня нефтепродукта в резервуаре H_p

$$H = h_c + h_{\kappa} + h_g + h_n + \Delta Z + H_p; \quad (6.14)$$

где ΔZ – разность нивелирных высот конца и начала трубопровода.

По требуемому напору H и подаче Q выбирается тип насоса.

3. Принудительный слив бывает верхним и нижним. Принудительный нижний слив (рис. 7д) производится насосом 10 через нижний сливной прибор цистерны и систему шарнирно сочлененных труб. При принудительном нижнем сливе достигается наименьшая продолжительность выгрузки нефтепродуктов.

Принудительный верхний слив (рис. 7е) производится через горловину цистерны посредством сливного стояка 9. Начало слива обеспечивает вакуум-насос, после чего включается насос 10, закачивающий нефтепродукт в резервуарный парк нефтебазы. Такой способ слива нефтепродуктов применяется при выгрузке нефтепродук-

тов из нефтеналивных судов, для ускорения слива железнодорожных цистерн, а также при неисправном нижнем сливном приборе цистерны.

Разновидностью принудительного верхнего слива является эжекторный. Эжекторы или струйные насосы (рисунок 8) используются при верхнем сливе нефтепродуктов с высокой упругостью паров, когда сифонный слив с помощью насосов становится невозможным.

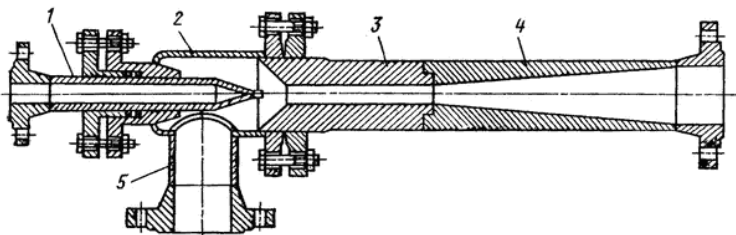


Рис. 8. Эжекторный верхний слив: 1 – рабочее сопло, 2 – приемная камера, 3 – камера смешения, 4 – диффузор, 5 – патрубок

Данное устройство работает по закону Бернулли. Эжектор создаёт в сужающемся сечении пониженное давление одной среды, что вызывает подсос в поток другой среды, которая затем уносится и удаляется от места всасывания энергией первой среды.

Возможные схемы налива приведены на рисунке 9. Различают налив открытой струей, закрытой струей, а также герметизированный налив.

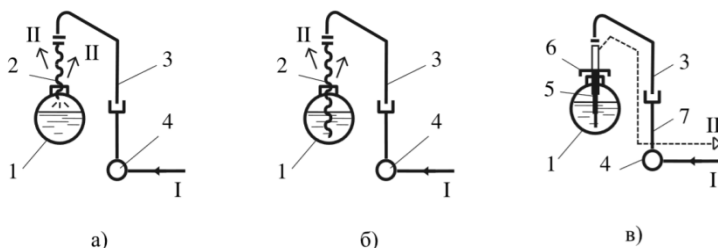


Рис. 9. Схемы налива:

а) налив открытой струей; б) налив закрытой струей; в) герметичный налив цистерн

1. При наливке открытой струей (рис. 9а) струя нефтепродукта соприкасается с атмосферным воздухом. Это приводит к повышенному испарению светлых нефтепродуктов и образованию зарядов статического электричества. И то, и другое нежелательно. По-

этому налив открытой струей применяют ограниченно и только при операциях с темными нефтепродуктами.

2. Налив закрытой струей (рис. 9б) осуществляется путем опускания шланга до нижней образующей цистерны. Поэтому струя нефтепродукта контактирует с воздухом только в начале слива. Соответственно, при наливе закрытой струей потери бензина, например, почти в 2 раза меньше, чем в предыдущем случае.

3. Герметичный налив цистерн (рис. 9в) производится с помощью специальных автоматизированных систем налива (АСН). Их отличительной чертой является наличие герметизирующей крышки 6, телескопической трубы 5 и линии 7 для отвода образующейся паровоздушной смеси (например, на установку отделения углеводородов от ПВС).

При сливе и наливе нефтепродуктов (кроме мазутов) с температурой вспышки 120 °С и ниже должны использоваться закрытые сливоналивные устройства, а для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и мазутов допускается применять открытые сливные устройства.

Задача 1.

Сопоставить продолжительность открытого слива нефтепродукта АС-10 ($\nu \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$) из железнодорожной цистерны 15-890 через универсальный сливной прибор ($d = 0,2 \text{ м}$) и с использованием установки нижнего слива СПГ-200 ($d_y = 0,196 \text{ м}$).

Решение

1. Длина и диаметр ж/д цистерны 15-890 следующие: $L_{ц} = 10,3 \text{ м}$; $D_{ц} = 2,8 \text{ м}$.

2. Коэффициент расхода универсального сливного прибора определяется по формуле

$$\mu_p = \frac{1}{238\nu + 1,29} = \frac{1}{238 \cdot 5,6 \cdot 10^{-4} + 1,29} = 0,702$$

Площадь сечения универсального сливного прибора определяется по формуле

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = 0,0314 \text{ м}^2$$

4. Продолжительность полного слива цистерны через универсальный сливной прибор по формуле

$$\tau_0 = \frac{4L_u D_u \sqrt{D_u}}{3\mu_p f \sqrt{2g}} = \frac{4 \cdot 10,3 \cdot 2,8 \cdot \sqrt{2,8}}{3 \cdot 0,775 \cdot 0,0314 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} = 596,94 \text{ с} = 9,94 \text{ мин}$$

5. Коэффициент гидравлического сопротивления гофрированного рукава установки СПГ-200 по формуле

$$\lambda_y = \frac{0,0125}{\sqrt[3]{d_y}} = \frac{0,0125}{\sqrt[3]{0,196}} = 0,0215$$

6. Коэффициент расхода установки СПГ-200 по формуле

$$\mu'_p = \left(\frac{1}{\mu_p^2} + \lambda_y \frac{l_y}{d_y} \right)^{-0,5} = \left(\frac{1}{0,775^2} + 0,0215 \cdot \frac{1}{0,196} \right)^{-0,5} = 0,751$$

7. Площадь сечения трубопровода установки СПГ-200

$$f' = \frac{\pi d_y^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,196^2}{4} = 0,0302 \text{ м}^2$$

8. Продолжительность полного слива цистерны с помощью установки нижнего слива СПГ-200 по формуле

$$\tau_0 = \frac{4L_u D_u \sqrt{D_u}}{3\mu'_p f' \sqrt{2g}} = \frac{4 \cdot 10,3 \cdot 2,8 \cdot \sqrt{2,8}}{3 \cdot 0,751 \cdot 0,0302 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} = 620,66 \text{ с} = 10,34 \text{ мин}$$

Таким образом, продолжительность слива цистерны во втором случае больше на 23,71 секунды или на 3,82%

Задача 2.

Рассчитать продолжительность закрытого слива цистерны нефтепродукта АС-10 ($\nu \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$) из железнодорожной цистерны 15-890:

а) с помощью устройства СЛ-9 ($d_c=0,15 \text{ м}$, $h_c=1,16 \text{ м}$)

б) с помощью устройства СЛ-9 ($d_c=0,15 \text{ м}$, $h_c=1,16 \text{ м}$) и присоединенной к нему установки нижнего слива АСН-7Б длиной $l_y=3 \text{ м}$.

Решение

1. Длина и диаметр ж/д цистерны 15-890 следующие:
 $L_{ц} = 10,3$ м; $D_{ц} = 2,8$ м.

2. Коэффициент расхода универсального сливного прибора определяется по формуле

$$\mu_c = \frac{1}{3,78 + 2200\nu} = \frac{1}{3,78 + 2200 \cdot 5,6 \cdot 10^{-4}} = 0,199$$

3. Площадь сечения универсального сливного прибора определяется по формуле

$$f = \frac{\pi d_c^2}{4} = 0,0177 \text{ м}^2$$

4. Средняя скорость течения нефтепродукта в сливном приборе СЛ-9 по формуле

$$\begin{aligned} v_{ср.ц.} &= 0,5 \mu_c \left[\sqrt{2gh_c} + \sqrt{2g(D_{ц} + h_c)} \right] = \\ &= 0,5 \cdot 0,199 \cdot \left[\sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 1,16} + \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (2,8 + 1,16)} \right] = 1,268 \text{ м/с} \end{aligned}$$

Продолжительность закрытого слива одиночной цистерны с помощью СЛ-9 по формуле

$$\tau_{0.ц.} = \frac{\pi L_{ц} D_{ц}^2}{16 f v_{ср.ц.}} = \frac{\pi \cdot 10,3 \cdot 2,8^2}{16 \cdot 0,0177 \cdot 1,268} = 705,56 \text{ с} = 11,75 \text{ мин}$$

5. Значение числа Рейнольдса в АСН-7Б

$$\text{Re} = \frac{1,268 \cdot 0,175}{5,6 \cdot 10^{-4}} = 396,25 < 2320$$

6. Коэффициент гидравлического сопротивления установки АСН-7Б определяется по формуле Стокса (ламинарный режим движения жидкости)

$$\lambda_y = \frac{64}{\text{Re}} = \frac{64}{396,25} = 0,161$$

7. Коэффициент расхода системы СЛ-9 и АСН-7Б по формуле

$$\mu_c' = \left(\frac{1}{\mu_c^2} + \lambda_y \frac{l_y}{d_y} + \sum \zeta_i \right)^{-0,5} = \left(\frac{1}{0,199^2} + 0,161 \cdot \frac{3}{0,175} + 1,2 \right)^{-0,5} = 0,1856$$

где $\sum \zeta_i = 1,2$ – суммарная величина коэффициентов местного сопротивления установки.

8. Средняя скорость нефтепродукта в сливной системе СЛ-9 и АСН-7Б по формуле

$$\begin{aligned} v_{ср.ч.}' &= 0,5 \mu_c' \left[\sqrt{2gh_c} + \sqrt{2g(D_u + h_c)} \right] = \\ &= 0,5 \cdot 0,1856 \cdot \left[\sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 1,16} + \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (2,8 + 1,16)} \right] = 1,18 \text{ м/с} \end{aligned}$$

9. Продолжительность закрытого слива одиночной цистерны в сливной системе СЛ-9 и АСН-7Б по формуле

$$\tau_{0,ч.}' = \frac{\pi L_u D_u^2}{16 f v_{ср.ч.}'} = \frac{\pi \cdot 10,3 \cdot 2,8^2}{16 \cdot 0,0177 \cdot 1,268} = 756,4 \text{ с} = 12,6 \text{ мин}$$

Таким образом, увеличение длины сливной коммуникации приводит к незначительному увеличению продолжительности слива железнодорожной цистерны (в нашем случае на 6,7%).

Задача 3: Рассчитать схему и подобрать насос для сифонного слива бензина ($v=0,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) из 12 железнодорожных цистерн модели 15-1443. Время слива не более 2 часов. Расстояние между сливными стояками 12 м. Внутренний диаметр стояка и шланга 0,1 м. Длина шланга $l_{ш} = 4$ м. Длина труб стояка $l_c = 10$ м. Стояк имеет два плавных поворота под углом 90° ($\xi_T = 0,23 \cdot 2 = 0,46$), две задвижки ($\xi_T = 0,15 \cdot 2 = 0,3$), поворотное устройство с сальниковой набивкой ($\xi_T = 2$) и тройник ($\xi_T = 0,32$). Длина отводной (всасывающей) трубы до насоса $l_B = 50$ м. На отводной трубе установлены фильтр и задвижка ($\xi_T = 0,15$). Длина напорной трубы $l_4 = 270$ м. На напорной трубе имеются три поворота под углом 90° ($\xi_T = 0,23 \cdot 3 = 0,69$), два тройника ($\xi_T = 0,23 \cdot 2 = 0,46$), пять задвижек ($\xi_T = 0,15 \cdot 5 = 0,75$), вход в резервуар ($\xi_T = 1$). Разность геодезических отметок нижней образующей цистерны и насоса $\Delta z_1 = z_{ц} - z_{н} = 5$ м, насоса и днища резервуара $\Delta z_2 = z_p - z_{н} = 10$ м. Высота резервуара $H_p = 5$ м.

Решение

1. Коэффициент гидравлического сопротивления в шланге рассчитывается по формуле

$$\lambda_y = \frac{0,0125}{\sqrt[3]{d_y}} = \frac{0,0125}{\sqrt[3]{0,1}} = 0,0269$$

2. Полезный объем одной цистерны 15-1443 равен $V_{ц} = 71,7\text{м}^3$.

3. Необходимый расход через стояк находится по формуле

$$Q = \frac{V_{ц}}{2} = \frac{71,7}{2} = 35,85\text{м}^3 / \text{ч} = 0,01\text{м}^3 / \text{с}$$

4. Средняя скорость бензина в стояке по формуле

$$v_c = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,01}{\pi \cdot 0,1^2} = 1,27\text{м} / \text{с}$$

5. Число Рейнольдса при течении бензина в стояке определяется по формуле

$$\text{Re}_c = \frac{vd}{\nu} = \frac{1,27 \cdot 0,1}{0,7 \cdot 10^{-6}} = 181429$$

6. Эквивалентная шероховатость стальных сварных труб после некоторого срока эксплуатации принимается равной $K_s = 0,2$ мм. Следовательно, относительная шероховатость труб равна

$$\varepsilon_c = \frac{K_s}{d} = \frac{0,2}{100} = 2 \cdot 10^{-3}$$

7. Переходные числа Рейнольдса для стояка по формулам

$$\text{Re}_I^{(c)} = \frac{10}{\varepsilon_c} = \frac{10}{2 \cdot 10^{-3}} = 5000$$

$$\text{Re}_{II}^{(c)} = \frac{500}{\varepsilon_c} = \frac{500}{2 \cdot 10^{-3}} = 250000$$

Так как $\text{Re}_I < \text{Re}_c < \text{Re}_{II}$, то течение бензина в коллекторе соответствует зоне смешанного трения турбулентного режима

8. Коэффициент гидравлического сопротивления для стояка рассчитывается по формуле Альтшуля

$$\lambda_c = 0,11 \cdot \left(\varepsilon_c + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(2 \cdot 10^{-3} + \frac{68}{181429} \right)^{0,25} = 0,0243$$

9. Потери напора в шланге по формуле

$$h_{ш} = \lambda_{ш} \frac{l_{ш}}{d_{ш}} \cdot \frac{v_c^2}{2g} = 0,0269 \cdot \frac{4}{0,1} \cdot \frac{1,27^2}{2 \cdot 9,81} = 0,089 \text{ м}$$

10. Приведенная длина труб стояка по формуле

$$l_{c.пр.} = l_c + \frac{d_c}{\lambda_c} \cdot \sum \zeta = 10 + \frac{0,1}{0,0243} \cdot (0,46 + 0,3 + 2 + 0,32) = 22,7 \text{ м}$$

11. Потери напора в трубах стояка по формуле

$$h_c = \lambda_c \frac{l_{c.пр.}}{d_c} \cdot \frac{v_c^2}{2g} = 0,0243 \cdot \frac{22,7}{0,1} \cdot \frac{1,27^2}{2 \cdot 9,81} = 0,454 \text{ м}$$

12. Необходимый расход бензина через одну половину коллектора по формуле

$$Q_{\kappa} = Q_c \cdot n_c = 0,01 \cdot 6 = 0,06 (\text{м}^3 / \text{с})$$

где n_c – количество стояков, подключенных к коллектору с одной из сторон (слева или справа).

13. Рекомендуемая средняя скорость нефтепродукта вязкостью $0,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с} = 0,7 \text{ мм}^2/\text{с}$ на линии всасывания составляет $w_0 = 1,5 \text{ м/с}$. Поэтому расчетный диаметр коллектора определяется по формуле

$$d_0^{(\kappa)} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi w_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,06}{1,5 \cdot \pi}} = 0,226 \text{ м}$$

14. Выбирается ближайший к найденному значению стандартный наружный диаметр труб коллектора 273 мм, при толщине стенки 8 мм и внутренним диаметром 257 мм.

15. Скорость движения бензина при выходе из коллектора определяется по формуле

$$v_{\kappa} = \frac{4Q_{\kappa}}{\pi d_{\kappa}^2} = \frac{4 \cdot 0,06}{\pi \cdot 0,257^2} = 1,16 \text{ м/с}$$

16. Число Рейнольдса при течении бензина в коллекторе определяется по формуле

$$\text{Re}_{\kappa} = \frac{v d}{\nu} = \frac{1,16 \cdot 0,257}{0,7 \cdot 10^{-6}} = 425886$$

17. Теперь определяется зона гидравлического трения при течении бензина в коллекторе

$$\varepsilon_{\kappa} = \frac{K_{\circ}}{d_{\kappa}} = \frac{0,2}{257} = 7,78 \cdot 10^{-5}$$

$$\text{Re}_I^{(\kappa)} = \frac{10}{\varepsilon_{\kappa}} = \frac{10}{7,78 \cdot 10^{-5}} = 12850$$

$$\text{Re}_{II}^{(\kappa)} = \frac{500}{\varepsilon_{\kappa}} = \frac{500}{7,78 \cdot 10^{-5}} = 642500$$

Так как $\text{Re}_I < \text{Re}_{\kappa} < \text{Re}_{II}$, то течение бензина в коллекторе соответствует зоне смешанного трения турбулентного режима

18. Коэффициент гидравлического сопротивления для коллектора рассчитывается по формуле Альтшуля

$$\lambda_{\kappa} = 0,11 \cdot \left(\varepsilon_{\kappa} + \frac{68}{\text{Re}_{\kappa}} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(7,78 \cdot 10^{-5} + \frac{68}{425886} \right)^{0,25} = 0,0137$$

19. Приведенная длина коллектора определяется по формуле

$$l_{\kappa.пр.} = l_{\kappa} + \frac{d_{\kappa}}{\lambda_{\kappa}} \cdot \sum \zeta = 12 \cdot 6 + \frac{0,257}{0,0137} \cdot (0,32 \cdot 6) = 108 \text{ м}$$

20. Потери напора в коллекторе (с учетом переменности расхода по длине) при турбулентном режиме по формуле

$$h_{\kappa} = \lambda_{\kappa} \frac{l_{\kappa.пр.}}{d_{\kappa}} \cdot \frac{v_{\kappa}^2}{2g} = \frac{1}{3} \cdot 0,0137 \cdot \frac{108}{0,257} \cdot \frac{1,16^2}{2 \cdot 9,81} = 0,132 \text{ м}$$

21. Расход бензина во всасывающем и нагнетательном трубопроводах по формуле

$$Q_{\circ} = Q_{н} = 2 \cdot 0,06 = 0,12 \text{ м}^3 / \text{с}$$

22. Расчетный диаметр всасывающего трубопровода определяется по формуле

$$d_0^{(s)} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi w_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,12}{1,5 \cdot \pi}} = 0,319 \text{ м}$$

Ближайший стандартный диаметр труб 351x8 мм, что дает внутренний диаметр 0,335 мм.

23. Скорость течения бензина во всасывающем трубопроводе рассчитывается по формуле

$$v_g = \frac{4Q_g}{\pi d_g^2} = \frac{4 \cdot 0,12}{\pi \cdot 0,335^2} = 1,36 \text{ м/с}$$

24. Число Рейнольдса при течении бензина во всасывающем трубопроводе по формуле

$$\text{Re}_g = \frac{vd}{\nu} = \frac{1,36 \cdot 0,335}{0,7 \cdot 10^{-6}} = 650857$$

25. Определение зоны трения при течении бензина во всасывающем трубопроводе:

$$\varepsilon_g = \frac{K_g}{d_g} = \frac{0,2}{335} = 5,97 \cdot 10^{-5}$$

$$\text{Re}_I^{(\varepsilon)} = \frac{10}{\varepsilon_g} = \frac{10}{5,97 \cdot 10^{-5}} = 16750$$

$$\text{Re}_{II}^{(\varepsilon)} = \frac{500}{\varepsilon_g} = \frac{500}{5,97 \cdot 10^{-5}} = 837500$$

Так как $\text{Re}_I < \text{Re}_g < \text{Re}_{II}$, то течение во всасывающем трубопроводе соответствует зоне смешанного трения турбулентного режима

26. Коэффициент гидравлического сопротивления для всасывающего трубопровода рассчитывается по формуле Альтшуля

$$\lambda_g = 0,11 \cdot \left(\varepsilon_g + \frac{68}{\text{Re}_g} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(5,97 \cdot 10^{-5} + \frac{68}{650857} \right)^{0,25} = 0,0125$$

27. Приведенная длина всасывающего трубопровода определяется по формуле

$$l_{g, \text{нр.}} = l_g + \frac{d_g}{\lambda_g} \cdot \sum \zeta = 50 + \frac{0,335}{0,0125} \cdot (1,7 + 0,15) = 99,6 \text{ м}$$

28. Потери напора во всасывающем трубопроводе по формуле

$$h_g = \lambda_g \frac{l_{g, \text{нр.}}}{d_g} \cdot \frac{v_g^2}{2g} = 0,0125 \cdot \frac{99,6}{0,335} \cdot \frac{1,36^2}{2 \cdot 9,81} = 0,35 \text{ м}$$

29. Расчетный диаметр напорного трубопровода с учетом рекомендуемой скорости движения жидкости в 2,5 м/с, равен

$$d_0^{(н)} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi w_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,12}{2,5 \cdot \pi}} = 0,247 \text{ м}$$

Ближайший стандартный диаметр труб 273x8 мм, что дает внутренний диаметр 0,257 мм.

30. Скорость течения бензина в напорном трубопроводе рассчитывается по формуле

$$v_n = \frac{4Q_n}{\pi d_n^2} = \frac{4 \cdot 0,12}{\pi \cdot 0,257^2} = 2,31 \text{ м/с}$$

31. Число Рейнольдса при течении бензина в напорном трубопроводе по формуле

$$Re_n = \frac{v_n d_n}{\nu} = \frac{2,31 \cdot 0,257}{0,7 \cdot 10^{-6}} = 848 \text{ 100}$$

32. Так как диаметр напорного трубопровода такой же, как и у коллектора, то и границы зон гидравлического трения у них будут совпадать.

$$Re_I^{(н)} = Re_I^{(к)} = 12850$$

$$Re_{II}^{(н)} = Re_{II}^{(к)} = 642500$$

Поскольку $Re_n > Re_{II}$, то течение бензина в нем происходит в зоне квадратичного трения турбулентного режима. Поэтому коэффициент гидравлического сопротивления напорного трубопровода определяется по формуле Шифринсона:

$$\lambda_n = 0,11 \cdot \varepsilon_n^{0,25} = 0,11 \cdot (7,78 \cdot 10^{-5})^{0,25} = 0,0184$$

33. Приведенная длина напорного трубопровода по формуле

$$l_{н.пр.} = l_n + \frac{d_n}{\lambda_n} \cdot \sum \zeta = 270 + \frac{0,257}{0,0184} \cdot (0,69 + 0,64 + 0,75 + 1) = 313 \text{ м}$$

34. Потери напора в напорном трубопроводе по формуле

$$h_n = \lambda_n \frac{l_{н.пр.}}{d_n} \cdot \frac{v_n^2}{2g} = 0,0184 \cdot \frac{313}{0,257} \cdot \frac{2,31^2}{2 \cdot 9,81} = 6,1 \text{ м}$$

35. Разность геодезических отметок днища резервуара и нижней образующей цистерны $\Delta z = 10 - 5 = 5$ м. Поэтому необходимый напор насоса при полном взливе в резервуаре равен

$$H = \sum h_i + \Delta z + H_p =$$

$$= 0,089 + 0,454 + 0,132 + 0,35 + 6,1 + 5 + 11,5 = 23,6 \text{ м}$$

36. По найденной величине напора и требуемому расходу слива $Q = 0,12 \text{ м}^3/\text{с} = 432 \text{ м}^3/\text{ч}$ выбирается наиболее подходящий тип насоса 8НВвН с номинальным напором 28 м и номинальной подачей $500 \text{ м}^3/\text{ч}$

Задача 4 (по вариантам табл. 7.1): Рассчитать схему и подобрать насос для сифонного слива бензина указанной марки (1) из железнодорожных цистерн (2). Время слива не более (3) часов. Расстояние между сливными стояками 12 м. Внутренний диаметр стояка и шланга 0,1 м. Длина шланга $l_{ш} = 4$ м. Длина труб стояка $l_c = 10$ м. Стояк имеет два плавных поворота под углом 90° ($\xi_T = 0,23 \cdot 2 = 0,46$), две задвижки ($\xi_T = 0,15 \cdot 2 = 0,3$), поворотное устройство с сальниковой набивкой ($\xi_T = 2$) и тройник ($\xi_T = 0,32$). Длина отводной (всасывающей) трубы до насоса $l_b = (4)$ м. На отводной трубе установлены фильтр и задвижка ($\xi_T = 0,15$). Длина напорной трубы $l_4 = (5)$ м. На напорной трубе имеются (6) поворота под углом 90° ($\xi_T = 0,23 \cdot 3 = 0,69$), два тройника ($\xi_T = 0,23 \cdot 2 = 0,46$), (7) задвижки ($\xi_T = 0,15 \cdot 5 = 0,75$), вход в резервуар ($\xi_T = 1$). Разность геодезических отметок нижней образующей цистерны и насоса (8) $\Delta z_1 = z_{ц} - z_{н}$, насоса и днища резервуара (9) $\Delta z_2 = z_p - z_{н}$. Высота резервуара $H_p = (10)$ м.

Таблица 7.1

Исходные данные

№	Тип бензина	Модель цистерны	Время слива	$l_{в, м}$	$l_{4, м}$	Кол-во поворотов	Кол-во задвижек	Δz_1	Δz_2	H_p
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
1	А-72	15-1428	2	30	450	2	2	2	5	11,92
2	Б-70	15-890	3	32	435	3	3	2,5	-1	8,94
3	А-93	15-892	2,5	34	420	4	4	3	3	17,9
4	А-93	15-1427	2	36	405	3	5	5	-6	8,94
5	Б-70	15-892	3	38	390	2	6	4,5	9	11,92
6	А-76	15-890	2	40	375	4	7	6	4	19,7
7	Б-70	15-894	3,5	42	360	2	3	7,5	-5	11,92
8	А-98	15-1427	3	44	345	3	5	6	6	11,92
9	А-95	15-890	2,5	46	330	4	4	4	15	8,94
10	Б-70	15-1443	3,5	48	315	2	7	2,5	3	11,92
11	А-93	15-1547	3	50	300	3	3	3,5	-14	17,9
12	Б-70	15-1427	2,5	52	285	4	2	3	17	11,92

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №8

Расчет оборудования АЗС

Автозаправочная станция (АЗС) – комплекс зданий, сооружений и оборудования, ограниченный участком площадки и предназначенный для заправки транспортных средств моторным топливом.

АЗС подразделяются на станции общего пользования, (располагаются, как правило, в местах наибольшего скопления автомобилей: у автостоянок, в местах пересечения дорог, на автомагистралях), и станции ведомственные, осуществляющие заправку автомобилей только определенных предприятий, организаций, фирм.

На рисунке 10 показана схема стационарной АЗС, имеющей подземное размещение резервуара, снабженной огневыми предохранителями.

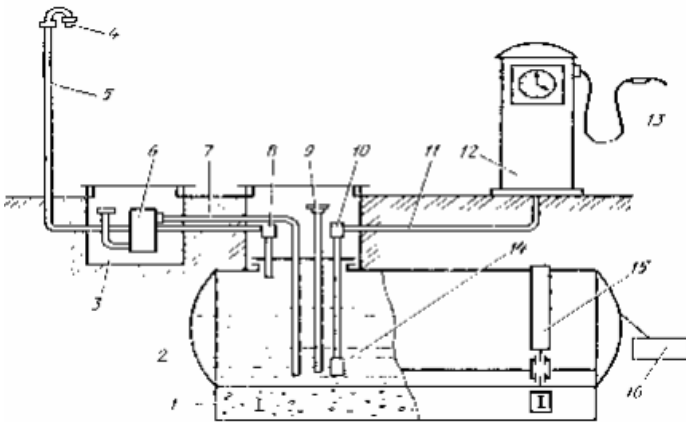


Рис. 10. Схема стационарной АЗС: 1 – бетонное основание (фундамент); 2 – резервуар для топлива; 3 – приемный люк для топлива; 4 – огневой предохранитель воздушной трубы; 5, 11 – воздушная и всасывающая трубы; 6 – топливный фильтр; 7, 9 – приемная и мерная трубы; 8, 10 – угловые огневые предохранители воздушной и всасывающей труб; 12 – раздаточная колонка; 13 – раздаточный шланг; 14 – обратный клапан с фильтром; 15 – хомут для крепления резервуара; 16 – устройство для заземления.

Резервуары для хранения нефтепродуктов на АЗС отвечают следующим требованиям:

- плотность хранимого продукта – не более 1 т/м^3 ;
- внутреннее давление (избыточное) – не более $0,07 \text{ МПа}$;

- вакуумметрическое давление – не более 0,001 МПа;
- максимальное допустимое заглубление – 1,2 м;
- допускаемые геометрические отклонения резервуара:
 - а) по длине (высоте) – ± 10 мм;
 - б) по длине окружности цилиндра ± 20 мм;
 - в) образующей прямой линии, не более 1/150.

1. Расчет объема резервуара для каждого типа нефтепродукта начинается с определения объема общей потребности в топливе в сутки на данной АЗС по формуле 8.1:

$$V_{\text{ит}} = n \cdot V_{\text{сут}}; \quad (8.1)$$

где n – количество заправок в сутки, шт.; $V_{\text{сут}}$ – объем разовой заправки, л; $V_{\text{ит}}$ – общая потребность в топливе за одни сутки, л.

2. Исходя из общей потребности определяется тип и номинальный объем резервуара для каждого нефтепродукта. Резервуары для хранения нефтепродуктов классифицируются по размещению относительно уровня земли, по количеству стенок корпуса, по конфигурации корпуса, по материалу изготовления и по наличию дополнительной изоляции. На АЗС чаще всего используются горизонтальные цилиндрические стальные подземные двустенные резервуары. Наличие второй стенки обусловлено требованиями экологической безопасности во избежание попадания хранимого продукта в почву.

3. Далее следует рассчитать объем резервуара, заполненного на 90% от номинального объема выбранного резервуара. Данный объем определяет максимально допустимый уровень разлива нефтепродукта в горизонтальный резервуар.

$$V_{\text{макс}} = V_{\text{ном}} \cdot 0,9; \quad (8.2)$$

4. Минимальный уровень разлива расположен на высоте от 120 до 200 мм от дна резервуара (в зависимости от объема резервуара), поскольку обратный клапан линии выдачи, расположенный на этой высоте, препятствует попаданию в ТРК механических примесей. Данный объем часто называют мертвым остатком.

$$V_{\min} = S_{\text{ост}} \cdot L = \frac{R^2}{2} \cdot \left(\frac{\pi \cdot \alpha}{180} - \sin \alpha \right) \cdot L; \quad (8.3)$$

где α – центральный угол $\alpha = 2 \cdot \arccos\left(1 - \frac{f}{R}\right)$; f – расстояние от дна резервуара до линии выдачи.

5. Зная минимальный и максимальный объемы заполнения резервуара, определяется полезный объем резервуара по формуле:

$$V_{\text{пол}} = V_{\text{макс}} - V_{\text{мин}}; \quad (8.4)$$

Расчет количества ТРК: Для выдачи топлива потребителям применяются топливораздаточные колонки (ТРК) различных конструкций. Основной задачей колонок является выдача потребителям задаваемых доз топлива с требуемой точностью (погрешность не должна превышать $\pm 0,5\%$).

На АЗС и АЗК используются, в основном, топливораздаточные колонки, управляемые дистанционно с помощью специальных пультов дистанционного управления либо с помощью специальных автоматизированных систем, в том числе и систем безналичного отпуска нефтепродуктов.

1. Сначала необходимо вычислить количество заправок, которое можно осуществить в течение суток. Время, затрачиваемое на заправку одного автомобиля, принимается для бензина 3 мин, для дизельного топлива – 5 мин. Одной ТРК в среднем за час можно заправить до 15 легковых автомобилей. Средняя заправочная доза топлива примерно равна 30 литров. По формуле найдем теоретическое количество заправок в сутки:

$$N = \frac{V_{\text{пол}}}{30}; \quad (8.5)$$

2. Исходя из максимально возможного количества заправок топливом, с учетом степени загруженности близлежащих автодорог выбирается тип АЗС по мощности.

Количество заправочных колонок, установленных на АЗС, определяется по формуле:

$$N_k = \beta \cdot \frac{F}{N}; \quad (8.6)$$

где β – поправочный коэффициент мощности АЗС, равный, соответственно:

- для АЗС-250 – 1,5;
- для АЗС-500 – 1,25;
- для АЗС-750 – 1,17;
- для АЗС-1000 – 1,12.

F – количество заправок в сутки; N – мощность АЗС, (количество возможных заправок в сутки: 250, 500, 750, 1 000).

3. Выбирается тип и марка ТРК.

Определение основных размеров раздаточного крана. Раздаточный кран является замыкающим звеном бензоколонки и выполняют функцию наполнения бака топливом. Он должен быть удобным в обращении, легким, без подтекания топлива, взрывобезопасным (рис. 11).

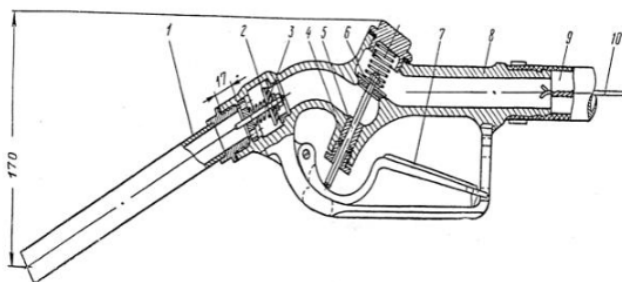


Рис. 11. Разрез раздаточного крана: 1 – сливная труба; 2 – гайка отсечного клапана; 3 – отсечной клапан; 4 – сальник; 5 – шток; 6 – клапан с пружиной; 7 – рычаг; 8 – корпус; 9 – рукав; 10 – провод заземления

Раздаточный кран имеет отсечной (обратный) клапан 3, который открывается и закрывается автоматически под действием давления жидкости. Открывается клапан 3 под действием давления более 0,05 МПа, а закрывается при давлении менее 0,05 МПа. Отсечной клапан предохраняет раздаточный кран от опорожнения жидкостью и заполнения воздухом. Регулируется клапан гайкой 2, которая изменяет длину пружины и ее силу.

Объемный расход жидкости равен:

$$Q = \frac{V}{t} = W \cdot F; \quad (8.7)$$

где Q – объемная подача насоса, например, 50 л /мин или 0,000833 м³/с; V – средний объем заправки, м³; t – время заполнения бака, с; W – средняя скорость вытекающей жидкости из раздаточного крана, м/с; F – площадь выходного сечения раздаточного крана, м²

По уравнениям, задавая значение Q, можно определить F или t.

Задача (по вариантам, табл. 8.2): Согласно полученному варианту определить необходимый объем резервуарного парка АЗС для каждого нефтепродукта, подобрать и рассчитать количество топливораздаточных колонок, раздаточных кранов, подобрать оборудование резервуара: сливное устройство, дыхательный клапан, всасывающее устройство, уровнемер.

Таблица 8.2

Исходные данные

№	Число заправок в сутки	Объем разовой заправки, м ³	Объем резервуаров,	Тип АЗС
1	300	22	15	1000
2	270	25	15	750
3	175	45	10	500
4	240	30	10	750
5	235	45	15	750
6	215	40	10	500
7	90	30	5	250
8	110	30	5	500
9	80	40	5	250
10	60	60	5	250
11	75	55	5	250
12	185	45	10	500

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 27751-88. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения по расчету. Введ. 1988-07-01. М.: Стандартинформ, 2007. 6 с.
2. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. Введ. 2017-03-01. Москва: Изд-во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 2016. 90 с.
3. ГОСТ 8731-74. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования (с изменениями №2-6)
4. *Коршак А. А.* Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие / А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. 416 с.
5. СП 110.13330.2011. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. Введ. 2011-07-19. М.: Минрегион России, 2011
6. СП 155.13130.2014. Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности. Введ. 2014-01-01. М.: МЧС России, 2014
7. СП 16.13330.2011. Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81. Введ. 2011-05-20. М.: Минрегион России, 2011
8. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новосёлов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов, Уфа: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2002. 658 с.
9. *Шалай В.В.* Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС: учеб. пособие / В.В. Шалай, Ю.П. Макушев. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. 296 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Практическое занятие №1	3
Практическое занятие №2	9
Практическое занятие №3	24
Практическое занятие №4	36
Практическое занятие №5	44
Практическое занятие №6-7	53
Практическое занятие №8	70
Библиографический список	75