

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И НЕФТЕХРАНИЛИЩ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

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

В двух частях

Часть 1

Составители:
П. В. Коваленко, М. Н. Клебанова

Под общей редакцией П. В. Коваленко

Новополоцк 2006

УДК 621.64(075.8)
ББК 39.7я73
П 78

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

С. В. Новиков, гл. инженер Новополоцкого филиала
Республиканского дочернего унитарного предприятия
по обеспечению нефтепродуктами
«Беларуснефть – Витебскоблнефтепродукт»;
А. И. Вегера, канд. техн. наук, доцент

Рекомендован к изданию методической комиссией технологического факультета

П 78 **Проектирование и эксплуатация нефтебаз и нефтехранилищ** : учеб.-метод. комплекс для студ. спец. 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ». В 2 ч. Ч. 1 / сост. : П. В. Коваленко, М. Н. Клебанова ; под общ. ред. П. В. Коваленко. – Новополоцк : ПГУ, 2006. – 340 с.
ISBN 985-418-451-X (Ч. 1)
ISBN 985-418-450-1

Предлагаемый комплекс включает рабочую программу курса, конспект лекций, методические указания и задания к выполнению лабораторных и практических работ, курсового проекта, примерные вопросы к зачету и экзамену, список литературы.

Предназначен для преподавателей и студентов химико-технологических специальностей вузов. Может быть полезен инженерно-техническим работникам химической и смежных отраслей.

УДК 621.64(075.8)
ББК 39.7я73

ISBN 985-418-451-X (Ч. 1)
ISBN 985-418-450-1

© П. В. Коваленко, М. Н. Клебанова, составление, 2006
© УО «ПГУ», 2006

СОДЕРЖАНИЕ

Модуль 0	
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ДИСЦИПЛИНЕ	5
Модуль 1	
ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НЕФТЕПРОДУКТАМИ	6
Введение.....	6
1. Классификация СНН и хранимых жидкостей	8
2. Генеральный план СНН	11
3. Особенности проектирования СНН второй группы	21
4. Режим работы СНН.....	24
5. Хранение нефтепродуктов	26
6. Прием и отгрузка нефтепродуктов	40
7. Перекачка нефтепродуктов	50
8. Измерение количества нефтепродуктов	56
9. Подогрев нефтепродуктов	57
10. Отработанные нефтепродукты.....	59
11. Мероприятия по охране окружающей природной среды	60
12. Автоматизация, контроль и управление технологическими процессами	64
13. Электроснабжение, связь и сигнализация. Пожаротушение	65
14. Электрохимическая защита	72
15. Требования к системам водоснабжения и канализации.....	74
16. Теплоснабжение, отопление и вентиляция.....	79
Курсовое проектирование «Проектирование нефтебаз (СНН)»	85
Модуль 2	
СВОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ВЕЩЕСТВ И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЁТА	91
Введение.....	91
1. Классификация и физико-химические свойства нефтей и нефтепродуктов	93
2. Фракционный состав.....	97
3. Плотность и молекулярная масса	99
4. Давление насыщенных паров.....	106
5. Вязкость	111
6. Теплофизические свойства нефтей и нефтепродуктов.....	118
7. Технические характеристики	122
Лабораторная работа №1	
Определение вязкостно-температурной зависимости нефтепродуктов	126
Практические занятия	134
Модуль 3	
ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ	140
Введение.....	140
1. Эксплуатационные требования, предъявляемые к топливам	141
2. Показатели качества бензинов.....	142
3. Топлива дизельные.....	144
4. Эксплуатационные требования, предъявляемые к смазочным материалам	146
5. Ассортимент масел.....	149
6. Масла моторные	150
7. Нефтепродукты различного назначения	154
Практические занятия	158

Модуль 4	
ИЗМЕНЕНИЕ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ	163
Введение.....	163
1. Причины изменения качества нефтепродуктов	164
2. Загрязнение топлива и смазочных материалов	168
Практические занятия	173
Модуль 5	
СОХРАНЕНИЕ КАЧЕСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	177
Введение.....	177
1. Правила хранения нефтепродуктов.....	177
2. Нормы естественной убыли нефтепродуктов	181
3. Специальные мероприятия по сохранению качества нефтепродуктов	187
4. Восстановление качества нефти и нефтепродуктов	192
5. Контроль качества нефтепродуктов	200
Практические занятия	202
Модуль 6	
РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	215
Введение.....	215
1. Номенклатура отечественных стальных резервуаров	217
2. Технические характеристики резервуаров	218
3. Техничко-экономические показатели резервуаров различных типов и объемов	222
4. Эксплуатация резервуарных парков.....	232
5. Потери нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуарных парков	252
6. Общий порядок ремонта резервуаров на нефтебазах	261
7. Тушение пожаров на резервуарах	263
Лабораторная работа № 4	
Дыхательные клапаны нефтяных резервуаров	265
Практические занятия	
Определение вместимости резервуаров парков нефтебаз	269
Модуль 7	
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ	275
Введение.....	275
1. Назначение и устройство технологических трубопроводов	276
2. Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов.....	280
3. Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов и компенсаторы	293
4. Монтаж стальных межцеховых трубопроводов общего назначения.....	306
Лабораторная работа № 5	
Изучение процесса замещения нефтей и нефтепродуктов в трубопроводах	326
Практические занятия	
Подбор предохранительных клапанов	332
Термины и определения	341
Литература	343

Модуль 0

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ДИСЦИПЛИНЕ

Введение

Современные предприятия нефтепродуктообеспечения – это сложные комплексы инженерно-технических сооружений, связанные между собой технологическими процессами, обеспечивающими прием, хранение, транспортировку и снабжение потребителей нефтепродуктами.

Повышение эффективности предприятий нефтепродуктообеспечения достигается не только за счет улучшения технико-экономических показателей используемого оборудования, но и за счет внедрения новой техники и технологий.

Выросшие требования к качеству нефтепродуктов определяют и условия работы предприятий нефтепродуктообеспечения, требующие принятия неординарных и экономически целесообразных решений. Выросли требования к эксплуатационному персоналу обуславливают необходимость повышения теоретического уровня специалистов, т.е. знаний ими современных технологий и приемов, позволяющих добиться максимальной эффективности при минимуме риска нанести ущерб обслуживаемому персоналу и природе.

Целью изучения дисциплины «Проектирование и эксплуатация нефтебаз и нефтехранилищ» является получение студентами знаний по основам проектирования и эксплуатации объектов системы обеспечения нефтепродуктами Республики Беларусь.

Задачи изучения дисциплины:

- получить знания о современных методах проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами, эксплуатации нефтебаз, АЗС и основного технологического оборудования предприятий по обеспечению нефтепродуктами;
- получить знания о научно-технической документации в области проектирования и эксплуатации предприятий по обеспечению нефтепродуктами (СНиП, ГОСТ, ВСН и др.), а также современных требований, предъявляемых к проектированию, эксплуатации, промышленной безопасности объектов предприятий по обеспечению нефтепродуктами.

Модуль 1

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Введение

Проектирование предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) должно проводиться в соответствии с требованиями методических рекомендаций ВНТП 5-95 «Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами», СНБ 3.02.01-98 «Склады нефти и нефтепродуктов» и другой нормативной документации.

В состав СНН входят комплекс технологических зданий, сооружений и устройств, предназначенных для приема, хранения, выдачи нефти и нефтепродуктов, а также подсобно-производственные и бытовые здания и сооружения, обеспечивающие их нормальную эксплуатацию.

Трубопроводы для транспортирования нефти и нефтепродуктов следует проектировать в соответствии с СН 527 и требованиями СНБ 3.02.01-98.

Защиту от коррозии строительных конструкций зданий и сооружений СНН следует предусматривать в соответствии с действующей нормативной документацией по проектированию защиты строительных конструкций от коррозии.

Защиту от коррозии трубопроводов для нефти и нефтепродуктов следует предусматривать:

- при подземной прокладке – в соответствии с ГОСТ 25812;
- при надземной прокладке – в соответствии с действующими нормами защиты надземных магистральных трубопроводов от атмосферной коррозии;
- при прокладке трубопроводов, обогреваемых по требованиям технологии, в непроходных каналах или при надземной прокладке – в соответствии с нормами защиты наружной поверхности труб от коррозии, установленными для указанных способов прокладки трубопроводов тепловых сетей.

Разработка проектов технического перевооружения и реконструкции нефтебаз должна производиться по результатам предпроектного обследования пожарной и экологической ситуации как на территории самой нефтебазы и ее санитарно-защитной зоны, так и на селитебной территории и особо охраняемых природных территориях и объектах, находящихся за границей

санитарно-защитной зоны, но в зоне влияния предприятия, с целью оценки экологической обстановки. Предпроектное обследование проводится с обязательным участием надзорных органов (охраны окружающей природной среды, пожарного санитарно-эпидемиологического контроля и т.д.), заинтересованных организаций органов местного самоуправления.

Предпроектным обследованием определяются условия достижения нефтебазой нормативных показателей экологических, санитарных и противопожарных требований в зоне своего влияния на окружающую застройку, которые обязательны при выполнении проектов технического перевооружения и реконструкции. При отсутствии указанных выше условий, подтвержденных предпроектным обследованием, нефтебаза подлежит выносу за пределы существующей застройки.

Проектирование нефтебаз должно выполняться на основании утвержденной схемы развития и размещения предприятий по обеспечению нефтепродуктами, а также задания на проектирование, согласованного и утвержденного в установленном порядке.

Схема изучения материала

№ п/п	Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1	Классификация хранимых жидкостей и СНН. Генеральный план. Режим работы нефтебаз. Хранение нефтепродуктов. Прием и отгрузка нефтепродуктов. Перекачка нефтепродуктов. Особенности проектирования СНН второй группы	Изучение нового материала	Лекция Семинар	2
2	Измерение количества нефтепродуктов. Подогрев нефтепродуктов. Отработанные нефтепродукты. Мероприятия по охране окружающей природной среды. Автоматизация, контроль и управление технологическими процессами. Связь и сигнализация. Электрохимическая защита. Требования к системам водоснабжения и канализации. Теплоснабжение, отопление и вентиляция	Изучение нового материала	Лекция Семинар	2
3	Проектирование нефтебаз (СНН)	Углубление и систематизация учебного материала	Курсовое проектирование	2

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Классификация СНН и хранимых жидкостей

В соответствии с нормами технологического проектирования (ВНТП 5-95) и СНБ 3.02.01-98 СНН классифицируются в зависимости от характеристики их операционной деятельности, транспортных связей, хранимых нефти и нефтепродуктов, общей вместимости резервуарных парков.

В соответствии с СНБ 3.02.01-98 СНН подразделяются на две группы.

К **первой** группе относятся самостоятельные склады, предназначенные для хранения и снабжения нефтью и нефтепродуктами различных потребителей; товарно-сырьевые склады (парки) нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий; резервуарные парки насосных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктов: перевалочные склады (базы) нефти и нефтепродуктов.

В зависимости от вместимости СНН первой группы подразделяются на категории и подкатегории (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Классификация СНН первой группы

Категория СНН	Подкатегория СНН	Общая вместимость склада, м ³
I	–	св. 100 000
II	–	св. 20 000 до 100 000 вкл.
III	III-а	св. 10 000 до 20 000 вкл.
	III-б	св. 2 000 до 10 000 вкл.
	III-в	до 2 000 вкл.

Общая вместимость СНН определяется суммарным объемом хранимого продукта в резервуарах и таре. Объем резервуаров и тары принимается по их номинальному объему.

При определении общей вместимости допускается не учитывать:

- промежуточные резервуары (сливные емкости) у сливноналивных эстакад;
- расходные резервуары котельной, дизельной электростанции общей вместимостью не более 100 м³;
- резервуары сбора утечек;
- резервуары пунктов сбора отработанных нефтепродуктов и масел общей вместимостью не более 100 м³ (вне резервуарного парка);

- резервуары уловленных нефтепродуктов и раздаточные резервуары (уловленных нефтепродуктов) на очистных сооружениях производственной или производственно-дождевой канализации.

Ко **второй** группе относятся СНН, входящие в состав предприятий (промышленных, транспортных, энергетических и др.), если общая вместимость этих складов при хранении легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов в резервуарах и таре не превышает указанную в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Допустимая вместимость СНН второй группы

Хранимые нефтепродукты	Допустимая общая вместимость склада нефтепродуктов предприятия, м ³ , при хранении	
	наземном	подземном
Легковоспламеняющиеся	2 000	4 000
Горючие	10 000	20 000

При наземном и подземном хранении одновременно легковоспламеняющихся (ЛВЖ) и горючих нефтепродуктов (ГЖ) общая приведенная вместимость расходного склада не должна превышать вместимости, указанной в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Общая вместимость расходного склада при хранении ЛВЖ и ГЖ

Условия хранения	Количество нефтепродуктов (в резервуарах и таре), м ³	
	легковоспламеняющихся	горючих
1. В специальном помещении, отделенном от соседних помещений противопожарными перегородками 1-го типа и перекрытиями 3-го типа и имеющем выход непосредственно наружу, в зданиях I и II степени огнестойкости III степени огнестойкости	30	150
	10	50
2. В помещениях категорий Г и Д, в зданиях I и II степени огнестойкости	1	5
3. В подвальных помещениях, отделенных от соседних помещений противопожарными перегородками 1-го тип и перекрытиями 3-го типа и имеющих выход непосредственно наружу, в зданиях I и II степени огнестойкости	Не допускается	300
4. То же, в подвальных помещениях с резервуарами (баками) для масел в зданиях I и II степени огнестойкости III степени огнестойкости	Не допускается	400
	Не допускается	100

При этом приведенная вместимость определяется из расчета: 1 м³ легковоспламеняющихся нефтепродуктов приравнивается 5 м³ горючих и 1 м³ объема резервуаров и тары при наземном хранении; 2 м³ объема – при подземном хранении.

Склады второй группы вместимостью более, чем это указано в табл. 1.2, должны проектироваться по нормам для складов первой группы.

Резервуары, а также складские здания и сооружения для хранения нефти и нефтепродуктов в таре относятся:

- к **подземным** (заглубленным в грунт или обсыпанным грунтом – подземное хранение), если наивысший уровень жидкости в резервуаре или разлившейся жидкости в здании или сооружении склада ниже не менее, чем на 0,2 м низшей планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м от стенки резервуара или от стен здания или сооружения);
- к **наземным** (наземное хранение), если они не удовлетворяют указанным выше условиям.

Ширина обсыпки грунтом определяется расчетом на гидростатическое давление разлившейся жидкости, но должна быть поверху не менее 3 м, при этом расстояние от стенки вертикального резервуара (цилиндрического и прямоугольного) до бровки насыпи или от любой точки стенки горизонтального (цилиндрического) резервуара до откоса насыпи должно быть не менее 3 м.

По **функциональному** назначению нефтебазы подразделяются: на перевалочные, перевалочно-распределительные и распределительные.

По **транспортным связям поступления и отгрузки** нефтепродуктов – на железнодорожные, водные (морские, речные), трубопроводные, автомобильные, а также смешанные водно-железнодорожные, трубопроводно-железнодорожные и т.п.

По **номенклатуре хранимых нефтепродуктов** – на нефтебазы для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов, а также нефтебазы общего хранения.

По **годовому грузообороту** – на пять классов (табл. 1.4).

К основным показателям, характеризующим мощность нефтебаз, относятся:

- грузооборот нефтепродуктов, тыс. т/год;
- вместимость резервуарного парка, тыс. м³.

Классификация нефтебаз по грузообороту

Класс нефтебаз	Грузооборот, тыс. т/год
1	от 500 и более
2	св. 100 до 500 вкл.
3	св. 50 до 100 вкл.
4	св. 20 до 50 вкл.
5	от 20 и менее

Техническая оснащенность нефтебаз должна удовлетворять следующим требованиям:

- резервуарный парк – обеспечивать прием, хранение и отгрузку заданного количества и ассортимента нефтепродуктов;
- трубопроводные коммуникации – обеспечивать одновременный прием и отгрузку различных марок нефтепродуктов без смешения и потери качества;
- наливные и сливные устройства, а также насосное оборудование – обеспечивать выполнение нормы времени по сливу и наливу нефтепродуктов.

2. Генеральный план СНН

СНН следует размещать с учетом ветров преобладающего направления с подветренной стороны по отношению к жилой застройке.

Минимальные расстояния от зданий и сооружений СНН со взрывопожароопасными и пожароопасными производствами до других объектов следует принимать по табл. 1.5

Расстояния, указанные в таблице, определяются:

- между зданиями и сооружениями – как расстояние в свету между наружными стенами или конструкциями зданий и сооружений;
- от сливноналивных устройств – от оси железнодорожного пути со сливноналивными эстакадами;
- от площадок (открытых и под навесами) для сливноналивных устройств автомобильных цистерн, насосов, тары и пр. – от границ этих площадок;
- от технологических эстакад и трубопроводов – от крайнего трубопровода;
- от факельных установок – от ствола факела.

При размещении СНН в лесных массивах, когда строительство их связано с вырубкой леса, расстояние до лесного массива хвойных пород допускается сокращать в 2 раза, при этом вдоль границы лесного массива вокруг склада должна предусматриваться вспаханная полоса земли шириной не менее 5 м.

Размещение складов в лесах I-ой категории не допускается.

Расстояние от зданий и сооружений складов до участков открытого залегания торфа допускается сокращать в 2 раза при условии засыпки открытого залегания торфа слоем земли толщиной не менее 0,5 м в пределах половины расстояния от зданий и сооружений складов соответствующих категорий, указанного в п. 3 табл. 1.5.

Таблица 1.5

Минимальные расстояния от зданий и сооружений

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

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6
11. Технологические установки с взрывопожароопасными производствами и факельные установки для сжигания газа	100	100	100	100	100
Примечание. Расстояния, указанные в скобках, следует принимать для складов II категории общей вместимостью более 50 000 м ³					

При размещении резервуарных парков нефти и нефтепродуктов на площадках, имеющих более высокие отметки по сравнению с отметками территории соседних населенных пунктов, предприятий и путей железных дорог общей сети, расположенных на расстоянии до 200 м от резервуарного парка, следует предусматривать дополнительные мероприятия, исключющие при аварии резервуаров возможность разлива нефти и нефтепродуктов на территорию населенного пункта или предприятия, на пути железных дорог общей сети.

Расстояние от наземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений склада следует принимать по табл. 1.6.

Таблица 1.6

Расстояния от наземных резервуаров

Здания и сооружения склада	Расстояние от наземных резервуаров склада категории, м.				
	I	II	IIIа	IIIб	IIIв
1	2	3	4	5	6
1. Сливоналивные устройства для речных судов (сливо-наливные причалы и пирсы), для железнодорожных (железнодорожные сливоналивные эстакады) и автомобильных цистерн	75	50	50	50	50
2. Продуктовые насосные станции (насосные цехи), здания и площадки для узлов задвижек продуктовых насосных станций, узлы учета и замера, разливочные, расфасовочные, канализационные насосные станции неочищенных нефтесодержащих сточных вод	30	20	20	20	20
3. Складские здания для нефтепродуктов в таре, площадки для хранения нефтепродуктов в таре и для хранения тары (бывшей в употреблении или чистой горючей), здания и площадки пунктов сбора отработанных нефтепродуктов	30	20	20	20	15

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6
4. Водопроводные (питьевого назначения) и противопожарные насосные станции, пожарные посты и помещения хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств, противопожарные резервуары или водоемы (до водозаборных колодцев или места забора воды)	40	40	40	40	30
5. Канализационные очистные сооружения производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами)					
а) пруды-отстойники, шламонакопители; закрытые нефтеловушки, флотационные установки вне здания (площадью зеркала 400 м ² и более), буферные резервуары и резервуары-отстойники объемом 700 м ³ и более	30	30	30	30	20
б) флотационные установки и фильтры в зданиях, закрытые нефтеловушки (площадью зеркала менее 400 м ²), буферные резервуары и резервуары-отстойники объемом менее 700 м ³ , установки по отмывке осадка, включая резервуары-шлamosборники и озонаторные установки	15	15	15	15	10
в) пруды-испарители	24	24	18	15	15
6. Здания и сооружения с производственными процессами с применением открытого огня (печи для разогрева нефти, котельные, процессы сварки и т.п.), гаражи и помещения технического обслуживания автомобилей от резервуаров					
с легковоспламеняющимися нефтью и нефтепродуктами	60	40	40	40	30
с горючими нефтью и нефтепродуктами	60	30	30	30	24
7. Здания пожарных депо (без жилых помещений), административные и бытовые здания	40	40	40	40	30
8. Технологические установки с взрывопожароопасными производствами на центральных пунктах сбора нефтяных месторождений (установки подготовки нефти, газа и воды, предварительного пластовой воды)	40	40	40	40	24
9. Узлы пуска или приема очистных устройств	30	30	30	30	30
10. Край проезжей части внутренних автомобильных дорог и проездов	15	15	9	9	9
11. Прочие здания и сооружения склада	20	20	20	20	20

Расстояния от подземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений склада следует принимать:

- до водопроводных (питьевого назначения) и противопожарных насосных станций, пожарных постов и помещений хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств, противопожарных резервуаров или водоемов (до водозаборных колодцев), административных и бытовых зданий, зданий и сооружений с производственными процессами с применением открытого огня – см. табл. 1.6;
- до других зданий и сооружений склада расстояние, указанное в табл. 1.6, допускается сокращать до 50 %;
- до заглубленных продуктовых насосных станций со стороны глухой (без проемов) стены – не менее 3 м.

Расстояние от сливноналивных устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн до зданий и сооружений склада (за исключением резервуаров) следует принимать по табл. 1.7.

Таблица 1.7

Расстояния от сливно-наливных устройств

Здания и сооружения склада	Расстояния, м, от сливноналивных устройств складов категории				
	I	II	IIIа	IIIб	IIIв
1	2	3	4	5	6
1. Продуктовые насосные станции (насосные цехи), здания и площадки для узлов задвижек насосных станций, узлы учета и замера, разливные, расфасовочные, складские здания для хранения нефтепродуктов в таре, здания и площадки пунктов сбора отработанных нефтепродуктов	$\frac{18}{12}$	$\frac{18}{12}$	$\frac{15}{10}$	$\frac{15}{10}$	$\frac{10}{8}$
2. Открытые площадки для хранения нефтепродуктов в таре и чистой горючей тары, узлов приема или пуска очистных устройств	$\frac{20}{15}$	$\frac{20}{15}$	$\frac{15}{10}$	$\frac{15}{10}$	$\frac{10}{3}$
3. Водопроводные (питьевого назначения) и противопожарные насосные станции, противопожарные резервуары или водоемы (до водозаборного колодца или места забора воды), пожарные посты и помещения для хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$
4. Здания пожарных депо (без жилых помещений), административные и бытовые здания	40	40	30	30	30

1	2	3	4	5	6
5. Промежуточные резервуары (сливные емкости) у сливноналивных железнодорожных эстакад	Не нормируется вне пределов эстакады и железнодорожных путей				
6. Здания и сооружения склада с производственными процессами с применением открытого огня	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$
<p>Примечания. 1. Расстояния, указанные над чертой, относятся к сливно-наливным устройствам с легковоспламеняющимися, под чертой – с горючими нефтью и нефтепродуктами. 2. Сливно-наливные устройства для автомобильных цистерн, предназначенные для слива и налива нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С, допускается размещать непосредственно у разливочных, расфасовочных и у сливно-наливных железнодорожных эстакад для масел</p>					

Расстояние от зданий и сооружений склада с производственными процессами с применением открытого огня до продуктовых насосных станций, площадок узлов задвижек насосных станций, канализационных насосных станций и очистных сооружений для производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами), разливочных, расфасовочных, складских зданий и площадок для хранения нефтепродуктов в таре и площадок для хранения бывшей в употреблении тары должно быть не менее 40 м при хранении легковоспламеняющихся и 30 м – при хранении горючих нефти и нефтепродуктов.

На площадках насосных станций магистральных нефтепроводов производительностью 10 000 м³/ч и более указанные расстояния до продуктовых насосных станций, узлов задвижек, площадок для узлов задвижек насосных станций, а также до сливноналивных устройств для железнодорожных цистерн следует увеличивать до 60 м.

Расстояние до зданий и сооружений склада (за исключением резервуаров и зданий, сооружений с производственными процессами и применением открытого огня) до канализационных очистных сооружений для производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами) с открытым зеркалом жидкости (пруды-отстойники, нефтеловушки и пр.), а также шламонакопителей должно быть не менее 30 м. На складах категории Шв при хранении только горючих нефти и нефтепродуктов это расстояние допускается сокращать до 24 м. Расстояние от остальных канализационных очистных сооружений следует принимать не менее 15 м.

Расстояние между зданиями и сооружениями склада, за исключением установленных настоящими нормами, а следует принимать в соответствии со СНиП 11-89.

Территория СНН должна быть ограждена продуваемой оградой из негорючих материалов высотой не менее 2 м.

Расстояние от зданий и сооружений склада до ограды склада следует принимать:

- от сливо-наливных железнодорожных эстакад, оборудованных сливо-наливными устройствами с двух сторон (считая от оси ближайшего к ограждению пути), – не менее 15 м;
- от административных и бытовых зданий склада – не нормируется;
- от других зданий и сооружений склада – не менее 5 м.

При размещении СНН на территории других предприятий необходимость устройства ограды этих складов устанавливается заказчиком в задании на проектирование.

Территорию СНН необходимо разделять по функциональному использованию на зоны и участки с учетом технологических связей, грузооборота и видов транспорта, санитарно-гигиенических, экологических, противопожарных и других требований.

Примерный перечень зон, участков, зданий и сооружений СНН (при отсутствии других указаний в задании на проектирование или в технических условиях) следует принимать по табл. 1.8.

Таблица 1.8

Состав сооружений СНН

Наименование зон	Наименование участков	Примерный состав зданий, сооружений, объектов, размещаемых в пределах зоны, участка
1	2	3
Резервуарного хранения	Хранения нефти и нефтепродуктов	Резервуары для нефти и нефтепродуктов, теплообменники, насосные, компрессорные, а также входящие в их состав вспомогательно-производственные сооружения
Производственная	Железнодорожного приема и отпуска	Эстакады железнодорожные сливо-наливные или одиночные, сливо-наливные устройства для железнодорожных цистерн, промежуточные резервуары (у сливо-наливных эстакад), насосные, компрессорные, складские здания для нефтепродуктов в таре, погружно-разгрузочные площадки, лаборатории, раздаточные, расфасовочные, пункты приема отработанных нефтепродуктов с резервуарами, железнодорожные весы и другие объекты, связанные со сливо-наливными операциями, а также входящие в их состав вспомогательно-производственные и бытовые здания и сооружения

1	2	3
Производственная	Автомобильного приема и отпуска	Площадки слива-налива в автоцистерны, раздаточные, расфасовочные, раздаточные колонки, автовесы, операторные, другие объекты и устройства, связанные со сливноналивными операциями, а также входящие в их состав вспомогательно-производственные здания и сооружения
	Очистных сооружений	Сооружения и установки для очистки нефте-содержащих сточных вод, включая резервуары-отстойники, буферные и разделочные резервуары, канализационные насосные и другие объекты, связанные с сооружениями очистки, лаборатории, связанные с анализом сточных вод, а также входящие в их состав вспомогательно-производственные и бытовые здания и сооружения
Вспомогательная	Водоснабжения и противопожарной защиты	Водопроводные и противопожарные насосные станции, резервуары или водоемы противопожарного запаса, дизельные с расходными резервуарами, помещения хранения противопожарного оборудования
	Вспомогательно-производственных зданий и сооружений	Сооружения теплоснабжения, включая расходные резервуары топлива и топливно-насосные, здания и сооружения подсобно-производственного назначения (ремонтно-механические мастерские, складские и другие помещения, гараж и т.п.), сооружения бытовой канализации
	Энергоснабжения	Трансформаторные подстанции, распределительные пункты, пункты кнопочные управления, дизельные электростанции, электрические сети, наружное и охранное освещение
	Административных и бытовых зданий и сооружений	Цеха вспомогательного назначения с размещением в них административно-хозяйственных и бытовых помещений, проходной, лаборатории, мехмастерских и мастерских по ремонту контрольно-измерительных приборов и автоматики, аккумуляторной, сооружений связи и др. помещений
Примечание. Гаражные комплексы, как правило, выделяются в самостоятельное хозяйство с размещением его вне территории СНН		

Планировку площадок СНН, их благоустройство, подъездные и внутриплощадочные дороги следует проектировать в соответствии с требованиями СНиП II-89.

Территория резервуарного парка СНН, как правило, должна размещаться на более низких отметках по отношению к другим зонам и участкам СНН.

Узлы отпуска и приема (приема-отпуска) очистных устройств, для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, размещаемые на территории СНН на отметках выше отметок зданий и сооружений склада, должны быть ограждены со стороны этих зданий и сооружений земляным валом (ограждающей стенкой) высотой не менее 0,5 м.

СНН I и II категорий независимо от размеров площадки должны иметь не менее двух рассредоточенных выезда на автомобильные дороги общей сети или на подъездные пути склада или предприятия.

По границам резервуарного парка, между группами резервуаров и для подъезда к площадкам сливноналивных устройств, следует проектировать проезды, как минимум, с проезжей частью шириной 3,5 м и покрытием переходного типа.

На территории резервуарного парка и на участках железнодорожного и автомобильного приема и отпуска нефти и нефтепродуктов планировочные отметки проезжей части внутренних автомобильных дорог должны быть выше планировочных отметок прилегающей территории не менее чем на 0,3 м.

На территории СНН для озеленения следует применять деревья и кустарники лиственных пород.

Не допускается использовать для озеленения территории лиственные породы деревьев и кустарников, выделяющие при цветении хлопья, волокнистые вещества или опушенные семена.

В производственной зоне на участках железнодорожного и автомобильного приема-отпуска, а также в зоне резервуарного парка для озеленения следует применять только газоны.

Посадка газонов внутри обвалованной территории резервуарного парка не допускается.

На территории СНН I и II категорий размещение зеленых насаждений от зданий и сооружений ближе 5 м не допускается.

Минимальные расстояния по горизонтали в свету от трубопроводов для транспортирования нефти и нефтепродуктов до зданий, сооружений и инженерных сетей складов следует принимать по табл. 1.9.

Таблица 1.9

Минимальные расстояния от технологических трубопроводов

Здания, сооружения и инженерные сети	Наименьшее расстояние горизонтали (в свету) от трубопроводов, м	
	надземных	подземных (в том числе каналах, лотках)
1. Резервуары для нефти и нефтепродуктов (стенка резервуара)	3	4, но не менее глубины траншеи до фундамента резервуара
2. Фундаменты административно-бытовых зданий при давлении в трубопроводе, МПа до 2,5 вкл. св. 2,5	12,5 25	5 10
3. Фундаменты ограждения склада, прожекторных мачт, опор галерей, эстакад, трубопроводов, контактной сети и связи	1	1,5
4. Ось пути железных дорог колеи 1 520 мм (внутренних) при давлении в трубопроводе, МПа до 2,5 вкл. св. 2,5	4 8	4 8, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи
5. Внутренние автомобильные дороги: бортовой камень дороги (кромка проезжей части) наружная бровка кювета или подошва насыпи дороги	1,5 1	1,5 2,5
6. Фундаменты опор воздушных линий электропередач, кВ до 1 вкл. и наружного освещения св. 1 до 35 вкл.	1 5	1,5 5
7. Фундаменты других зданий и сооружений склада, то же, со стороны стен без проемов зданий I и II степеней огнестойкости	3 0,5	3 3
8. Открытые трансформаторные подстанции и распределительные устройства	10	10
9. Водопровод, промышленная (напорная и самотечная) канализация, дренажи, бытовая напорная канализация, водостоки (загрязнения вод)	1,5	1,5
10. Бытовая самотечная канализация, водостоки (условно чистых вод)	3	3
11. Теплопроводы (до наружной стенки канала)	1	1
12. Кабели силовые и кабели связи	1	1

Примечание. Указанные в таблице расстояния от трубопроводов для нефти и нефтепродуктов до оси железных дорог, а также до зданий и сооружений, приведенных в п. 1 и п. 7 таблицы, не относятся соответственно к трубопроводам железнодорожных сливноналивных эстакад и к вводам (подводкам) этих трубопроводов в здания и сооружения, а расстояния до теплопроводов не относятся к системам обогрева трубопроводов для нефти, мазутов и масел, предусматриваемым по требованиям технологии

3. Особенности проектирования СНН второй группы

Расстояние от жилых и общественных зданий до складов нефтепродуктов предприятий следует принимать по табл. 1.5, 1.6, до складов горючих нефтепродуктов, предусматриваемых в составе котельных, дизельных электростанций и других энергетических объектов, обслуживающих жилые и общественные здания, – в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01.

Расстояние от расходного склада нефтепродуктов до зданий и сооружений предприятия следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89, до зданий и сооружений соседнего предприятия – по табл. 1.5.

Расстояние от наземных резервуаров для нефтепродуктов до зданий и других сооружений склада следует принимать по табл. 1.10.

Таблица 1.10

Минимальные расстояния от наземных резервуаров СНН второй группы

Здания и сооружения	Расстояние от наземных резервуаров для нефтепродуктов, м	
	легковоспламеняющихся	горючих
1. Здания и площадки продуктовых насосных станций, разливочных, расфасовочные	10	8
2. Складские здания и площадки для хранения нефтепродуктов в таре, сливоналивные устройства для железнодорожных и автомобильных цистерн, раздаточные колонки нефтепродуктов	15	10
3. Одиночные сливоналивные устройства для автоцистерн (до 3 стояков)	10	8
4. Воздушные линии электропередач	По ПЭУ (6 издание)	

Расстояние от подземных резервуаров для нефтепродуктов до зданий и сооружений склада, указанных в пп. 1 – 3 табл. 10, допускается уменьшать до 50 %.

Расстояние от подземных резервуаров для горючих нефтепродуктов и от наземных резервуаров для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С до продуктовых насосных станций этих нефтепродуктов не нормируется.

Расстояние от продуктовых насосных и складских зданий для нефтепродуктов в таре до сливоналивных устройств (для железнодорожных и автомобильных цистерн) следует принимать не менее, м:

- для легковоспламеняющихся нефтепродуктов – 10;
- для горючих нефтепродуктов – 8.

Расстояние от наземных резервуаров, складских зданий для хранения нефтепродуктов в таре и резервуарах, продуктовых насосных станций, разливочных, расфасовочных, сливноналивных устройств, для железнодорожных и автомобильных цистерн и сливных (промежуточных) резервуаров для нефтепродуктов до железнодорожных путей и автомобильных дорог следует принимать по табл. 1.11.

Таблица 1.11

Минимальные расстояния от зданий и сооружений СНН второй группы

Дороги	Расстояние от зданий и сооружений с нефтепродуктами, м	
	легковоспламеняющимися	горючими
1. До оси железнодорожных путей общей сети	50	30
2. До оси внутренних железнодорожных путей предприятия (кроме путей, по которым производятся перевозки жидкого чугуна, шлака и горячих слитков)	20	10
3. До края проезжей части автомобильных дорог общей сети	15	10
предприятия	9	5

Расстояние от раздаточных колонок нефтепродуктов до зданий и сооружений предприятия следует принимать не менее, м:

- до стен без проемов зданий I, II и IIIа степеней огнестойкости – 3;
- до стен с проемами зданий I, II и IIIа степеней огнестойкости – 9;
- до зданий III, IIIб, IV, IVа, V степеней огнестойкости – 18.

Помещения продуктовых насосных и складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре и резервуарах следует отделять от других помещений противопожарными перегородками 1-го типа.

На предприятиях в производственных зданиях I и II степеней огнестойкости, а также в одноэтажных зданиях IIIа степени огнестойкости с нулевым пределом распространения огня ограждающих конструкций стен и покрытий допускается иметь нефтепродукты по условиям хранения и в количестве, не более указанных в табл. 1.12.

Выпуск паров легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов из резервуаров в помещение, в котором они установлены, не допускается.

Из наземных расходных резервуаров единичной и общей вместимостью более 1 м³ для легко воспламеняющихся и 5 м³ для горючих нефтепродуктов, устанавливаемых в производственных зданиях, должен предусматриваться слив в аварийный подземный резервуар или опорожнение их продуктовыми насосами в резервуары основной емкости склада.

Количество нефтепродуктов хранящихся в зданиях для СНН второй группы

Условия хранения	Количество нефтепродуктов (в резервуарах и таре), м ³	
	легковоспламеняющихся	горючих
1. В специальном помещении, отделенном от соседних помещений противопожарными перегородками 1-го типа и перекрытиями 3-го типа и имеющем выход непосредственно наружу, в зданиях I и II степеней огнестойкости IIIа степени огнестойкости	30 10	150 50
2. В помещениях категорий Г и Д, в зданиях I и II степеней огнестойкости	1	5
3. В подвальных помещениях, отделенных от соседних помещений противопожарными перегородками 1-го типа и перекрытиями 3-го типа и имеющих выход непосредственно наружу, в зданиях I и II степеней огнестойкости	Не допускается	300
4. То же, в подвальных помещениях с резервуарами (баками) для масел в зданиях I и II степеней огнестойкости IIIа степени огнестойкости	Не допускается То же	400 100

Объем аварийного резервуара должен быть не менее 30 % суммарной вместимости всех расходных резервуаров и не менее вместимости наибольшего резервуара помещения.

Аварийный резервуар, в котором обеспечивается самотечный слив, должен быть подземным и располагаться снаружи здания на расстоянии не менее 1 м от стен без проемов и не менее 5 м – от стен с проемами. Специальный аварийный резервуар может не предусматриваться, если обеспечивается самотечный слив нефтепродуктов в резервуары основной емкости склада.

При самотечном сливе трубопроводы аварийного слива должны иметь диаметр не менее 100 мм и быть снабжены устройствами, предупреждающими возможность передачи огня.

На каждом аварийном трубопроводе, соединяющем расходные резервуары с аварийным резервуаром должно быть запорное устройство, устанавливаемое вне здания или на первом этаже (как правило, вблизи выхода наружу).

Продуктовые насосы, обеспечивающие откачку нефтепродуктов при аварии, необходимо размещать в отдельном от резервуаров помещении или вне здания. Аварийный слив из резервуаров (баков) для масел, размещаемых в подвальных помещениях, допускается не предусматривать.

На площадках предприятий и строителей, расположенных вне населенных пунктов, а также на территории лесозаготовок допускается для хранения нефтепродуктов предусматривать подземные сооружения из горючих материалов при условии засыпки этих сооружений слоем земли (с уплотнением) толщиной не менее 0,2 м и устройства пола из негорючих материалов. Количество нефтепродуктов при хранении в этих сооружениях не должно превышать 12 м³ для легковоспламеняющихся и 60 м³ – для горючих нефтепродуктов.

4. Режим работы СНН

В зависимости от функционального назначения и транспортных связей расчетное число рабочих дней в году следует принимать по табл. 1.13.

Таблица 1.13

Количество рабочих дней в году

Вид транспортных связей	Количество рабочих дней в году			
	Перевалочные и перевалочно-распределительные		Распределительные	
	Прием	Отгрузка	Прием	Отгрузка
Железнодорожные	365	365	365	365
Водные, в т.ч.:				
морские	365	365	365	260
речные	в течение навигационного периода	365	в течение навигационного периода	260
Трубопроводные	Опред. режимом работы НПЗ, отвода	365	Опред. режимом работы НПЗ, отвода	260
Автомобильные	–	–	260	260

Технологическое время механизированного или самотечного слива-налива для всей одновременно подаваемой партии железнодорожных цистерн по фронту одновременного слива-налива, независимо от типа нефтепродукта и грузоподъемности цистерн не должно превышать 2 ч.

Время на предварительный разогрев и слив вязких и застывающих нефтепродуктов рекомендуется принимать в зависимости от вязкости или температуры застывания, но не более величин, указанных в табл. 1.14.

Время погрузки или выгрузки наливных судов следует определять в соответствии с ВНТП 5-95.

Таблица 1.14

Время слива-налива темных нефтепродуктов

Наименование, марка нефтепродукта	Кинематическая вязкость, сСт, при температуре °С		Температура, °С		Общее время подогрева и слива, ч	
	50 °С	100 °С	засты- вания	пере- качки	холодный период года	теплый период года
1	2	3	4	5	6	7
Масла моторные, автомобиль- ные для карбюраторных двига- телей ГОСТ 10541-78						
М-6 ₃ /12-Г ₁	–	12,0	–30	+5	4	3
М-5 ₃ /10-Г ₁		10–11	–38	0	4	3
М-4 ₃ /6-В ₁		5,5 – 6,5	–42	0	4	3
М-8-В		7,5 – 8,5	–25	+5	4	3
М-6 ₃ /10-В		9,5 – 10,5	–30	+15	6	5
Масла моторные для автотрак- торных дизелей ГОСТ581-78						
М-8В ₂ , М-8Г ₂	8,0	8,0	–25	+5	4	3
М-8Г ₂ К	8,0	8,0	–30	+5	4	3
М-10В ₂ , М-10Г ₂	11,0	8,0	–15	+20	4	3
М-10Г ₂ К	11,0	8,0	–18	+15	4	3
Масла моторные для дизельных двигателей ГОСТ 12337-84						
МС-14	96	14,0	–30	+30	4	3
МС-20	160	20,5	–18	+35	6	5
Масла трансмиссионные ГОСТ 23652-79						
ТС _п -14, ТС _п -15К	–	15,0	–30	+25	6	5
ТЭ _п -15	–	15,0	–18	+35	8	6
ТС _п -10	–	10,0	–40	+20	6	5
ТС _п -14, ТС _п -14 _{гип}	–	14,0–14,5	–25	+30	6	5
ТА _п -15В	–	15,0	–20	+30	8	6
ТАД-17 _п	110–120	17,5	–25	+35	6	5
Масла турбинные ГОСТ 32-74 ГОСТ 9972-74						
Т-22, Т _п -22	20 – 23	–	–15	+5	4	3
Т-30, Т _п -30	28 – 32	–	–10	+5	4	3
Т-46, Т _п -46	44 – 48	–	–10	+15	4	3
Т-57	55 – 59	–	–	+25	4	3
Масла цилиндрыые тяжелые для двигателей ГОСТ 6411-76						
цилиндровое-38		32 – 50	+17	+55	10	8
цилиндровое-52		50 – 70	–5	+55	10	8

Окончание табл

1	2	3	4	5	6	7
Масла индустриальные						
ГОСТ 20799-88						
И-5А	6,0 – 8,0	–	–18	+5	4	3
И-8А	9,0– 11,0	–	–15	+5	4	3
И-12А	13,0– 17,0	–	–15	+5	4	3
И-12А ₁	13,0– 17,0	–	–30	0	4	3
И-20А	29,0– 35,0	–	–15	+15	4	3
И-30А	41,0– 51,0	–	–15	+20	4	3
И-40А	61,0– 75,0	–	–15	+25	4	3
И-50А	90,0– 110	–	–15	+35	6	5
Топливо нефтяное						
ГОСТ 10585-75						
мазут флотский (Ф-5)	36,0	–	–5	+15	4	3
мазут флотский (Ф-12)	89,0	–	–8	+25	4	3
мазут топочный 40	–	59,0	+25	+45	8	6
мазут топочный 100	118	при 80 °С 42	+60	10	8	–
Масло компрессорное						
ГОСТ 1861-73						
К-12	–	11,0– 14,0	–25	+25	4	3
К-19	–	17,0– 21,0	–5	+35	6	5
Масла осевые ГОСТ 610-72						
Л	42,0– 60,0	–	–	+15	4	3
З	–22	–	–	+15	4	3
С	12– 14	–	–55	0	4	3
Примечание. Продолжительность холодного периода года согласно Правилам перевозок установлена с 15 октября по 15 апреля						

Время механизированного слива или налива нефтепродуктов из (в) автомобильных(е) цистерн(ы) с учетом операций по оформлению документов, заправке наливных устройств и маневрированию автомобиля не должно превышать 4 мин на 1 т груза.

При определении веса груза на автомобильных весах в расчетах времени слива или налива следует дополнительно учитывать время (равное 4 мин) на организацию каждого взвешивания.

5. Хранение нефтепродуктов

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

$$V_i = V_i^T + V_i^{CT}, \quad (1.1)$$

где V_i – норма запаса i -го нефтепродукта на расчетный период, м³;
 V_i^T – текущий запас i -го нефтепродукта на расчетный период, м³;
 V_i^{CT} – страховой запас i -го нефтепродукта на расчетный период, м³.

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

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

для распределительных железнодорожных нефтебаз

$$V_i = \frac{Q_i \cdot K_H \cdot T_{Ц} \cdot K_1}{30 \cdot \rho} + V_i^{CT}, \quad (1.2)$$

где Q_i – среднемесячное потребление i -го нефтепродукта, т, определяется из условия помесячного равномерного потребления в течение расчетного года;

K_H – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (определяется по табл. 1.15);

Таблица 1.15

Коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта

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

Примечание. Коэффициенты неравномерности потребления нефтепродуктов при проектировании должны быть уточнены

$T_{Ц}$ — транспортный цикл поставок нефтепродукта, сутки (определяется по табл. 1.16);

Таблица 1.16

Транспортный цикл поставок

Расстояние до поставщика, км	Транспортный цикл поставок, сутки	Расстояние до поставщика, км	Транспортный цикл поставок, сутки
400	7	1 200	14
600	9	1 600	15
800	11	2 000	17
1 000	13	2 600	20

$K_1 - 1,1 - 1,3$ – коэффициент неравномерности подачи партий нефтепродукта (цистерн);

ρ – плотность нефтепродукта, т/м³;

V_i^{CT} – норма страхового запаса, м³;

30 – среднее число суток в месяце.

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

$$V_i = 1,15 \cdot \frac{Q_i \cdot K_H}{\rho} + V_i^{CT}, \quad (1.3)$$

где Q_i – среднемесячная потребность i -го нефтепродукта, т;

K_H – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (см. табл. 1.15);

1,15 – коэффициент, учитывающий увеличение среднемесячной потребности нефтепродуктов для компенсации запаздывания начала и преждевременного закрытия навигации.

Для водных нефтебаз с поступлением нефтепродуктов только в навигационный период

$$V_i = 1,15 \cdot \frac{Q_i^{MH}}{\rho} + V_i^{CT}, \quad (1.4)$$

где Q_i^{MH} – межнавигационная потребность i -го нефтепродукта, т, при заводе 1 раз в год – годовая потребность.

Для автомобильных нефтебаз норму запаса следует принимать в объеме, соответствующем не менее 20-ти суточному потреблению среднемесячной реализации и страхового запаса от этой потребности в размерах нормы страхового запаса, принятого для предприятия, с которого будут поступать нефтепродукты.

Для трубопроводных нефтебаз

$$V_i = K_M \cdot K_H \cdot \frac{Q_i}{N_i} \cdot \left(1 - \frac{Q_i}{8760 \cdot q_{\max}}\right), \quad (1.5)$$

где $K_M = 1,1$ – коэффициент неравномерности поставок нефтепродукта по трубопроводу;

K_H – коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта (см. табл. 1.15);

Q_i – объем i -го нефтепродукта, отбираемого по отводу, м³/год;

N_i – годовое число циклов, с которым работает отвод;

q_{max} – максимальный из возможных расходов нефтепродукта в отводе (определяется при гидравлическом расчете режимов работы трубопровода или принимается по фактическим данным), м³/час.

Для приема смеси нефтепродуктов из отвода следует дополнительно предусматривать резервуары, вместимость которых принимается согласно ВНТП 3-90.

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

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

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

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

Для трубопроводных нефтебаз и нефтебаз с потребностью менее 1 000 т/год страховой запас не устанавливается.

Емкость и число резервуаров в составе резервуарного парка нефтебазы должны определяться с учетом:

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

Среднее значение коэффициентов использования емкости резервуаров в зависимости от их конструкции и номинального объема следует принимать по табл. 1.17.

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

Таблица 1.17

Значение коэффициента использования емкости резервуара

Емкость резервуаров	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 30 000 м ³	0,88	0,84	0,83

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

- операции приема и отгрузки не совмещаются во времени;
- среднегодовой коэффициент оборачиваемости резервуара – менее 3;
- резервуар используется как промежуточная (буферная) емкость (без промежуточного замера количества нефтепродукта).

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

В качестве дополнительного показателя для ориентировочного определения емкости резервуарного парка нефтебазы рекомендуются среднегодовые коэффициенты оборачиваемости емкости резервуарных парков различных типов нефтебаз, которые следует принимать по табл. 1.18.

Таблица 1.18

Значение среднегодового коэффициента оборачиваемости резервуара

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

Для резервуарных парков нефти и нефтепродуктов следует применять типы резервуаров в соответствии с требованиями ГОСТ 1510. Для нефти и нефтепродуктов с температурой застывания выше 0 °С, для которых не могут применяться резервуары с плавающей крышей или с понтоном, следует предусматривать резервуары со стационарной крышей.

Для резервуаров емкостью до 100 м³ рекомендуется использование резервуаров с двойными стенками при подземном хранении и с двойным дном для вертикальных резервуаров при наземном хранении.

Резервуары следует размещать группами. Общую вместимость группы наземных резервуаров, а также расстояние между стенками резервуа-

ров, располагаемых в одной группе, следует принимать в соответствии с табл. 1.19.

Между резервуарами разных типов, размеров и объемов расстояние следует принимать наибольшим из значений, установленных в табл. 1.19 для этих резервуаров.

Наземные резервуары объемом 400 м^3 и менее, проектируемые в составе общей группы, следует располагать на одной площадке (или фундаменте), объединяя в отдельные группы общей вместимостью до $4\,000 \text{ м}^3$ каждая, при этом расстояние между стенками резервуаров в такой группе не нормируется, а расстояние между ближайшими резервуарами таких соседних групп следует принимать равным 15 м .

Расстояние от этих резервуаров до резервуаров объемом более 400 м^3 следует принимать по табл. 1.19, но не менее 15 м .

Площадь зеркала подземного резервуара должна составлять не более $7\,000 \text{ м}^2$, а общая площадь зеркала группы подземных резервуаров – $14\,000 \text{ м}^2$. Расстояние между стенками подземных резервуаров одной группы должно быть не менее 1 м .

Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, должно быть, м:

- для наземных резервуаров номинальным объемом $20\,000 \text{ м}^3$ и более – 60 ; объемом до $20\,000 \text{ м}^3$ – 40 ;
- для подземных резервуаров – 15 .

При размещении каждой группы наземных резервуаров в отдельном котловане (выемке), вмещающем всю хранимую в этих резервуарах жидкость, расстояние между обвалованием резервуаров соседних котлованов (выемок) следует принимать равным 15 м .

По периметру каждой группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое земляное обвалование шириной поверху не менее $0,5 \text{ м}$ – при расчетной высоте менее $2,5 \text{ м}$; $1,0 \text{ м}$ – при расчетной высоте $3,0 \text{ м}$; $2,0 \text{ м}$ – при расчетной высоте обвалования свыше $3,0 \text{ м}$ или ограждающую стену из негорючих материалов, рассчитанную на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на $0,2 \text{ м}$ выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объемом до $10\,000 \text{ м}^3$ и $1,5 \text{ м}$ – для резервуаров объемом $10\,000 \text{ м}^3$ и более.

Обвалование или ограждающая стена должны быть нефилтующими (непроницаемыми).

Таблица 1.19

**Минимальные расстояния между резервуарами,
располагаемыми в одной группе**

Резервуары	Единичный номинальный объем резервуаров, устанавливаемых в группе, м ³	Вид хранимых нефти и нефтепродуктов	Допустимая общая номинальная вместимость группы, м ³	Минимальное расстояние между резервуарами, располагаемыми в одной группе
1. С плавающей крышей	50 000 и более	Независимо от вида жидкости	200 000	30 м
	Менее 50 000	То же	120 000	0,5 <i>D</i> , но не более 30 м
2. С понтоном	50 000	Независимо от вида жидкости	200 000	30 м
	Менее 50 000	То же	120 000	0,65 <i>D</i> , но не более 30 м
3. Со стационарной крышей	50 000 и менее	Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки выше 45 °С	120 000	0,75 <i>D</i> , но не более 30 м
	50 000 и менее	То же, с температурой вспышки 45 °С и ниже	80 000	0,75 <i>D</i> , но не более 30 м
<p>Примечание. Номинальные объемы применяемых типовых вертикальных и горизонтальных резервуаров и их основные размеры приведены в табл. 1.20, 1.21</p>				

Таблица 1.20

Технические характеристики вертикальных стальных резервуаров

Вертикальные резервуары				
Номинальный объем, м ³	Основные параметры резервуаров, м			
	со стационарной крышей		с плавающей крышей	
	диаметр D	высота H	диаметр D	высота H
100	4,7	6,0	–	–
200	6,6	6,0	–	–
300	7,6	7,5	–	–
400	8,5	7,5	–	–
700	10,4	9,0	–	–
1 000	10,4	12,0	12,3	9,0
2 000	15,2	12,0	15,2	12,0
3 000	19,0	12,0	19,0	12,0
5 000	21,0	15,0	22,8	12,0
10 000	28,5	18,0	28,5	18,0
20 000	40,0	18,0	40,0	18,0
30 000	45,6	18,0	15,6	18,0
40 000	56,9	18,0	56,9	18,0
50 000	60,7	18,0	60,7	18,0
100 000	–	–	85,3	18,0
120 000	–	–	92,3	18,0

Примечание. В сырьевых резервуарных парках центральных пунктов сбора (ЦПС) нефтяных месторождений при технико-экономическом обосновании допускается применение резервуаров объемом 10 000 м³, диаметром 34,2 м, высотой 12 м

Таблица 1.21

Технические характеристики горизонтальных резервуаров

Горизонтальные резервуары			
Номинальный объем, м ³	Основные параметры, м		
	диаметр D	Длина L при днище	
		плоском	коническом
3	1,4	2,0	–
5	1,9	2,0	–
10	2,2	2,8	3,3
25	2,8	4,3	4,8
50	2,9	9,0	9,6
75	3,2	9,0	9,7
100	3,2	12,0	12,7
500	6,0	18,0	–
1 000	3,0	35,8	–

Непроницаемость обвалования следует обеспечить послойным уплотнением (при тяжелых суглинках и глинах) или специальным уплотнением верхнего слоя обвалования в соответствии с табл. 1.22.

Виды укрепления откосов обвалования

Виды укрепления откосов обвалования	Климатические зоны СНиП 2.05.02	Характеристика грунтов основания
1. Укрепление внутреннего откоса глиной толщиной 0,15 м	III	Любые грунты, кроме тяжелых суглинков и глин
2. Укрепление внутреннего откоса глинобетоном (80 % глины и 20 % щебня) слоем 0,15 м	III	Любые грунты, кроме тяжелых суглинков и глин
3. Укрепление внутреннего откоса грунтом, обработанным минеральными вяжущими материалами (цемент, известь) толщиной до 0,1 м	II, III	Любые грунты, кроме засоленных
4. Укрепление внутреннего откоса щебеночно-гравийными или песчаными материалами с обработкой органическими вяжущими толщиной 0,06 м при высоте обвалования менее 2 м, 0,1 м – при высоте обвалования 2 м и более	III	
5. Засев травами с планировкой по растительному слою земли толщиной 0,15 м	II, III	

При устройстве укрепления из глины необходимо предусматривать его защиту посевом трав по растительному грунту или обсыпку местным грунтом слоем не менее 0,1 м.

При размещении резервуарного парка на территории с дренирующими грунтами необходимо предусматривать противодиффузионные устройства.

К дренирующим грунтам относятся грунты, имеющие при максимальной плотности при стандартном уплотнении по ГОСТ 22733 коэффициент фильтрации не менее 0,5 м/сут.

Выбор материалов обвалования, конструкций противодиффузионных устройств (экранов или завес), рекомендуемый режим контроля грунтовых вод определяется в соответствии с требованиями СНиП 2.01.28.

Территория групп резервуаров внутри обвалования (ограждающей стены) должна быть спланирована с уклоном 0,005 к приемным устройствам канализации.

Свободный от застройки объем обвалованной территории, образуемый между внутренними откосами обвалования или ограждающими сте-

нами, следует определять по расчетному объему разлившейся жидкости, равной номинальному объему наибольшего резервуара в группе или отдельно стоящего резервуара.

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

Группа из резервуаров объемом 400 м³ и менее общей вместимостью до 4 000 м³, расположенная отдельно от общей группы резервуаров (за пределами ее внешнего обвалования), должна быть ограждена сплошным земляным валом или стеной 0,8 м при вертикальных резервуарах и 0,5 м – при горизонтальных резервуарах. Расстояние от стенок этих резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования не нормируется.

Обвалование подземных резервуаров следует предусматривать только при хранении в этих резервуарах нефти и мазутов. Объем, образуемый между внутренними откосами обвалования, следует определять из условия удержания разлившейся жидкости в количестве равном 10 % объема наибольшего подземного резервуара в группе.

Обвалование группы подземных резервуаров для хранения нефти и мазутов допускается не предусматривать, если объем, образуемый между откосами земляного полотна автомобильных дорог вокруг группы этих резервуаров, удовлетворяет указанному условию.

В пределах одной группы наземных резервуаров внутренними земляными валами или ограждающими стенами следует отделять:

- каждый резервуар объемом 20 000 м³ и более или несколько меньших резервуаров суммарной вместимостью 20 000 м³;
- резервуары с маслами и мазутами от резервуаров с другими нефтепродуктами;
- резервуары для хранения этилированных бензинов от других резервуаров группы.

Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать:

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

Резервуары в группе следует располагать:

- номинальным объемом менее 1 000 м³ – не более, чем в 4 ряда;
- объемом от 1 000 до 10 000 м³ – не более, чем в 3 ряда;
- объемом 10 000 м³ и более – не более, чем в 2 ряда.

В каждую группу наземных вертикальных резервуаров, располагаемых в два ряда и более, допускается предусматривать заезды внутрь обвалования для передвижной пожарной техники, если с внутренних дорог и проездов склада не обеспечивается подача огнетушащих средств в резервуары. При этом планировочная отметка проезжей части заезда должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости.

Для перехода через обвалование или ограждающую стену, а также для подъема на обсыпку резервуаров необходимо на противоположных сторонах ограждения или обсыпки предусматривать из негорючих материалов лестницы-переходы шириной не менее 0,7 м в количестве: 4-х – для группы резервуаров и не менее 2-х – для отдельно стоящих резервуаров.

Между переходами через обвалование и стационарными лестницами на резервуарах следует предусматривать пешеходные дорожки (тротуары) шириной не менее 0,75 м.

Внутри обвалования группы резервуаров не допускается прокладка транзитных трубопроводов.

Соединения трубопроводов, прокладываемых внутри обвалования, следует выполнять на сварке. Для присоединения арматуры допускается применять фланцевые соединения с негорючими прокладками.

5.1. Требования, предъявляемые к оборудованию резервуаров

К основному оборудованию резервуара относятся:

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

Оснащение резервуаров основным оборудованием и схема его расположения определяются проектом.

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

Пропускная способность дыхательной арматуры должна определяться в зависимости от максимальной подачи нефтепродукта при запол-

нении или опорожнении резервуара с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

Дыхательная арматура должна выбираться в зависимости от типа резервуара и хранимого нефтепродукта:

- на резервуарах с понтоном, предназначенных для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров менее $2 \cdot 1,33 \cdot 10^4$ Па (200 мм рт. ст) и температурой застывания ниже 0°C , следует устанавливать вентиляционные патрубки с огнепреградителями;
- на резервуарах без понтона, предназначенных для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров более $2 \cdot 1,33 \cdot 10^4$ Па (200 мм рт. ст), следует устанавливать дыхательную и предохранительную арматуру с огнепреградителем;
- на резервуарах без понтона, предназначенных для приема и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров ниже $2 \cdot 1,33 \cdot 10^4$ Па (200 мм рт. ст.), следует устанавливать вентиляционные патрубки с огнепреградителями.

При оснащении резервуарных парков газоуравнительной системой (ГУС) запрещается объединять ею резервуары с авиационными и автомобильными, а также с этилированными и неэтилированными бензинами. В пониженной части трубопроводов ГУС должны быть установлены дренажные устройства, включающие в себя закрытые емкости (конденсатосборники). Уловленные нефтепродукты должны использоваться по своему прямому назначению.

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

5.2. Хранение нефтепродуктов в таре

Складские здания и сооружения для хранения нефтепродуктов в таре следует проектировать в соответствии с СНБ 3.02.01-98 и ВНТП 5-95.

Нормы запаса нефтепродуктов, подлежащих хранению в таре, определяются по формуле

$$Q_i = q_i \cdot K_H + \frac{q_2 \cdot n}{260}, \quad (1.6)$$

где q_i – средняя месячная реализация нефтепродукта, поступающего на нефтебазу в таре, но не менее количества поступающего нефтепродукта в одном железнодорожном полувагоне, автомашине или прицепе, т;

q_2 – годовое количество нефтепродукта, затариваемое на нефтебазе, т;
260 – количество рабочих дней в году;

n – количество суток хранения нефтепродуктов, затаренных на нефтебазе, принимается в зависимости от транспортных и климатических условий района расположения нефтебазы от 5 до 15 суток;

K_H — коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта (определяется по табл. 1.15).

На открытых площадках не допускается хранение в таре нефтепродуктов с температурой вспышки 45 °С и ниже.

Складские здания для нефтепродуктов в таре следует принимать:

- для легковоспламеняющихся нефтепродуктов – одноэтажными;
- для горючих – не более трех этажей при степенях огнестойкости этих зданий I и II и одноэтажных при степени огнестойкости III.

Для хранения горючих нефтепродуктов в таре допускается предусматривать одноэтажные подземные сооружения.

На складах III категории допускается для хранения нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 120 °С в количестве до 60 м³ проектировать подземные сооружения из горючих материалов при условии засыпки этих сооружений слоем земли (с уплотнением) толщиной не менее 0,2 м и устройством пола из негорючих материалов.

Общая вместимость одного складского здания или площадки под навесом для нефтепродуктов в таре не должна превышать 1 200 м³ легковоспламеняющихся или 6 000 м³ горючих нефтепродуктов.

При одновременном хранении легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов указанная вместимость устанавливается по приведенной вместимости, определяемой из расчета: 1 м³ легковоспламеняющихся нефтепродуктов приравнивается к 5 м³ горючих нефтепродуктов.

Складские здания и площадки под навесами для хранения нефтепродуктов в таре следует разделять противопожарными перегородками 1-го типа на отсеки (помещения) вместимостью каждого не более 200 м³ легковоспламеняющихся, не более 1 000 м³ – для горючих нефтепродуктов.

Складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре должны быть отделены от других помещений противопожарными перегородками 1-го типа.

В дверных проемах внутренних стен и перегородок следует предусматривать пороги или пандусы высотой 0,15 м.

Полы в складских зданиях должны быть из негорючих и не впитывающих нефтепродукты материалов и иметь уклоны для стока жидкости к лоткам, приемкам и трапам.

В помещениях категории А и Б следует применять безыскровые типы полов в соответствии со СНиП 2.03.13.

Грузовые платформы (рампы) для железнодорожного и автомобильного транспорта должны быть из негорючих материалов. Для складов III категории допускается проектировать грузовые платформы из трудногорючих и горючих материалов.

По периметру площадок для хранения нефтепродуктов в таре необходимо предусматривать замкнутое обвалование или ограждающую стену из негорючих материалов высотой 0,5 м. Для прохода или проезда на площадку – лестницы и пандусы.

При проектировании складских зданий и площадок под навесами для хранения нефтепродуктов в таре (бочках, канистрах, специальных контейнерах и др.) при механизированной укладке тары следует принимать:

- высоту стеллажей или штабелей поддонов – не более 5,5 м;
- размещение тары на каждом ярусе стеллажа – в один ряд по высоте и в два ряда по ширине;
- ширину штабеля – из условия размещения не более 4-х поддонов;
- ширину проездов между стеллажами и штабелями – в зависимости от габаритов применяемых средств механизации, но не менее 1,4 м;
- проходы между стеллажами и штабелями шириной 1 м.

При проектировании открытых площадок для хранения нефтепродуктов в таре следует принимать:

- количество штабелей тары с нефтепродуктами – не более 6-ти;
- размеры штабеля, не более: длина – 25 м, ширина – 15 м и высота – 5,5 м;
- укладку тары или поддонов в штабеле – в 2 ряда с проходами или проездами между ними;
- расстояние между штабелями соседних площадок – 15 м.

Открытые площадки для хранения порожних металлических бочек (бывших в употреблении и загрязненных нефтепродуктами) следует проектировать в соответствии с нормами, принимая укладку в штабеле порожних бочек в 4 яруса по высоте.

Полы в помещениях разливочных и расфасовочных следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП 2.03.13.

У сплошных (без проемов) стен разливочных на расстоянии не менее 2 м (снаружи здания) допускается размещать раздаточные резервуары объ-

емом каждого до 25 м³ включительно или в помещении разливочной при условии обеспечения отвода паров из резервуаров за пределы помещения.

В одноэтажных зданиях разливочных и расфасовочных, предназначенных для налива масел, допускается размещать в подвальных помещениях резервуары для масел общей вместимостью не более 400 м³.

Выходы из указанных подвальных помещений должны быть непосредственно наружу и не должны сообщаться с первым этажом зданий.

6. Прием и отгрузка нефтепродуктов

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

Перечень нефтепродуктов, допущенных к перевозке наливом в вагонах-цистернах, морских и речных судах и автомобильным транспортом, а также подготовка транспортных средств для налива и транспортирования устанавливаются требованиями ГОСТ 1510-84*.

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

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

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

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

Допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта по трубопроводу определяется в зависимости от объемного электриче-

ского сопротивления и не должна превышать значений, указанных в табл. 1.23.

Таблица 1.23

Допустимая скорость движения нефтепродуктов

Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродукта, Ом·м	Допустимая скорость движения, м/с
не более 10^9	до 5
более 10^9 при температуре вспышки паров $61\text{ }^\circ\text{C}$ и выше	до 5
более 10^9 при температуре вспышки паров ниже $61\text{ }^\circ\text{C}$	по расчету

Величины удельных объемных электрических сопротивлений различных марок (сортов) нефтепродуктов приведены в табл. 1.24.

Таблица 1.24

Значения удельных объемных электрических сопротивлений

Наименование продукта	Удельное объемное электрическое сопротивление, Ом·м
Бензин А-72	$3,1 \cdot 10^9 - 2,8 \cdot 10^{11}$
Бензин А-76	$9,5 \cdot 10^9 - 2,5 \cdot 10^{11}$
Бензин Аи-93	$4,0 \cdot 10^9 - 4,4 \cdot 10^{11}$
Бензин Аи-98	$2,3 \cdot 10^{10} - 2,8 \cdot 10^{10}$
Бензин Б-70	$1,5 \cdot 10^{10} - 5,0 \cdot 10^{11}$
Бензин Б-91/115	$4,7 \cdot 10^9 - 3,6 \cdot 10^{11}$
Бензин Б-95/130	$3,5 \cdot 10^9 - 2,1 \cdot 10^{11}$
Керосин осветительный	$2,0 \cdot 10^9 - 3,6 \cdot 10^{11}$
Керосин для технических целей	$2,4 \cdot 10^8 - 4,2 \cdot 10^{10}$
Топливо дизельное	$3,3 \cdot 10^8 - 5,1 \cdot 10^{11}$
Топливо Т-1	$1,9 \cdot 10^{10} - 1,5 \cdot 10^{10}$
Топливо ТС-1	$3,6 \cdot 10^{10} - 5,6 \cdot 10^{10}$
Бензин-растворитель (БР-1) «Калоша»	$10^{10} - 10^{12}$
Бензин-растворитель (Уайт-спирит)	$1,0 \cdot 10^{10} - 1,6 \cdot 10^{12}$
Конденсаторное масло	10^{12}
Топливо Т-5	$1,5 \cdot 10^{12}$
Топливо Т-6	$1,0 \cdot 10^{13}$
Топливо Т-7	$3,0 \cdot 10^{11} - 1,4 \cdot 10^{12}$
Топливо Т-8	$2,5 \cdot 10^{12} - 2,8 \cdot 10^{13}$

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

При необходимости транспортирования нефтепродуктов со скоростями большими, чем указаны в табл. 1.24, следует применять нейтрализаторы или релаксационные емкости.

Отдельные сливо-наливные устройства и коллекторы для каждого вида сливаемого или наливаемого нефтепродукта, следует предусматривать при условии недопустимости их смешения с другими нефтепродуктами (табл. 1.25).

Таблица 1.25

**Перечень нефтепродуктов,
допускающих последовательную перекачку по одному трубопроводу**

Группы нефтепродуктов	Топливо
1 группа	автомобильные бензины неэтилированные
2 группа	автомобильные бензины этилированные
3 группа	высокооктановые бензины Аи-93, Аи-95
4 группа	керосин осветительный, топливо для быстроходных дизелей, топливо дизельное
5 группа	топливо моторное, для среднеоборотных и малооборотных дизелей, топливо нефтяное (мазут)
6 группа	топливо для реактивных двигателей
7 группа	бензины авиационные этилированные
8 группа	бензины авиационные неэтилированные, бензины-растворители
Масла	
1 группа	авиационные и для турбореактивных двигателей
2 группа	турбинные для гидротурбин и судовых газовых турбин, конденсаторные, МТ, МК-6, МК-8, трансформаторное, МС-6, МС-8, МС-8П, МК-8п
3 группа	веретенное АУ, Ауп.
4 группа	трансмиссионные, цилиндровые
5 группа	автомобильные, автотракторные, промышленные, компрессорные, судовые, моторные для высокоскоростных механизмов
6 группа	осевые
7 группа	дизельные
8 группа	отработанные
<p>Примечание. Допускается перекачка по одному трубопроводу при условии его опорожнения: масел 5 и 7 групп, масел 4 и 6 групп, автомобильного бензина неэтилированного и дизельного топлива</p>	

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

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

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

Температура нефтепродуктов, подаваемых на налив, должна быть в пределах температуры перекачки в соответствии с ВНТП 5-95.

Трубопроводы для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны быть заземлены.

Число наливных маршрутов (N_M) и количество цистерн (n), принятых или отгруженных за сутки, определяется соответственно по (1.7) и (1.8).

$$N_M = \frac{Q_i \cdot K_H \cdot K_1}{365 \cdot P_H}, \quad (1.7)$$

$$n = \frac{Q_i \cdot K_H \cdot K_1}{365 \cdot q_H}, \quad (1.8)$$

где Q_i – годовой грузооборот нефтепродукта по маркам (сортам) по приему (отгрузке) железнодорожным транспортом, т/год;

P_H — вес (нетто) наливного маршрута, т;

q_H — грузоподъемность одной цистерны, т. При отсутствии данных расчетная грузоподъемность принимается 60 т (на воду).

Допускается производить слив или налив не более, чем за 3 подачи, если по условиям приема или отгрузки суточное поступление цистерн превысит расчетное количество сливо-наливных устройств. Продолжительность использования эстакады должна определяться суммарным временем на выполнение технологических операций, подачу и уборку цистерн, а также на приготовление маршрута на станции.

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

$$\Xi = \frac{N_M \cdot T_{НС}}{24}, \quad (1.9)$$

где $T_{НС}$ – время занятия эстакады маршрутом с учетом времени на технологические операции, подачу и уборку цистерн, приготовление маршрута на станции, ч,

$$T_{НС} = T_\phi + T_p + T_T.$$

Внимание:

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

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

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

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

На нефтебазах при маршрутном сливе-наливом нефтепродукта количество сливо-наливных устройств следует принимать в зависимости от расчетного количества наливных маршрутов по табл. 1.26.

Таблица 1.26

Зависимость количества сливо-наливных устройств от количества наливных маршрутов

N_M	Количество сливо-наливных устройств	Примечание
от 0,35 до 1 вкл.	на 1/3 маршрута	распределительная нефтебаза
более 1 до 3 вкл.	на 1/2 маршрута	распределительная нефтебаза
более 3 до 6 вкл.	на 1 маршрут	перевалочная нефтебаза

Для горючих нефтепродуктов количество сливных устройств рассчитывается с учетом времени, требуемого для разогрева.

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

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

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

На нефтебазах с грузооборотом не менее 50 000 т/г должны быть предусмотрены наливные устройства, рассчитанные на налив отработанных нефтепродуктов в одиночные цистерны.

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

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

Промежуточные резервуары (кроме сливных емкостей для мазутов) не допускается размещать под железнодорожными путями.

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

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

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

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

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

Коллекторы на наливных эстакадах следует располагать подземно или на строительных конструкциях эстакады, при этом должна преду-

смагиваться компенсация от температурных деформаций. Допускается прокладка коллекторов на собственных строительных конструкциях.

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

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

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

Сливоналивные эстакады следует располагать на прямом горизонтальном участке железнодорожного пути.

На складских III категории односторонние сливо-наливные эстакады допускается располагать на кривых участках пути радиусом не менее 200 м.

Железнодорожные пути, на которых располагаются сливоналивные эстакады, должны иметь съезд на параллельный обгонный путь, позволяющий осуществлять вывод не менее 1/3 цистерн, находящихся под загрузкой, в обе стороны от эстакад.

При реконструкции действующих двухсторонних эстакад и невозможности устройства обгонного пути, а также для односторонних эстакад допускается предусматривать тупиковый путь (с установкой в конце его лебедки), длину которого следует увеличивать на 30 м (для возможности расцепки состава при пожаре), считая от крайней цистерны расчетного маршрутного состава до упорного бруса.

Не допускается предусматривать эстакады на железнодорожных путях, предназначенных для сквозного проезда локомотивов.

На складах I категории сливоналивные эстакады для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должны быть отдельными.

Расстояние между осями ближайших железнодорожных путей соседних сливоналивных эстакад, расположенных на параллельных путях, должно быть не менее 20 м.

Расстояние от оси железнодорожного пути склада или предприятия до оси ближайшего пути со сливоналивной эстакадой должно быть не менее 20 м, если температура вспышки сливаемых нефти и нефтепродуктов 120 °С и ниже, и не менее 10 м – если температура вспышки выше 120 °С и для мазутов.

Промежуточные резервуары сливноналивных устройств (кроме сливных емкостей для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и мазутов) не допускается размещать под железнодорожными путями.

Площадки для сливноналивных эстакад должны иметь твердое покрытие, устойчивое к воздействию нефтепродуктов, огражденное по периметру бортиком высотой не менее 0,2 м, и уклоны не менее 2 % для стока жидкости к приемным устройствам (лоткам, колодцам, приемкам).

На сливноналивных эстакадах лестницы из негорючих материалов должны быть установлены в торцах, а также по длине эстакад на расстоянии друг от друга не более 100 м. Лестницы должны иметь ширину не менее 0,7 м и уклон не более 1:1.

Лестницы и эстакады должны иметь ограждения высотой не менее 1 м.

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

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

Для уменьшения гидравлических ударов, обеспечения безопасных скоростей перекачки и точности учета наливные устройства следует оснащать оборудованием, обеспечивающим подачу нефтепродукта в начальной и завершающей фазе налива не более 30 м³/ч.

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

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

Управление наливом должно быть дистанционным из операторной и по месту.

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

$$n = \frac{Q_i \cdot K_H}{q \cdot K \cdot \tau \cdot \rho}, \quad (1.10)$$

где Q_i – среднее суточное потребление нефтепродукта, т;
 q – расчетная производительность наливных устройств, м³/час;
 $K = 0,7$ – коэффициент использования наливных устройств;
 τ – количество часов работы наливных устройств в сутки;
 ρ – плотность нефтепродукта, т/м³;
 K_H – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (определяется по ВНТП 5-95).

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

- 40 – 100 м³/ч – для нефтепродуктов с вязкостью до $60 \cdot 10^{-6}$ м²/с;
- 30 – 60 м³/ч – для нефтепродуктов с вязкостью от $60 \cdot 10^{-6}$ м²/с до $600 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

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

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

На нефтебазах 1 – 5 классов процессы налива и учет должны быть автоматизированы.

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

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

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

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

Отгрузку нефтепродуктов в таре следует предусматривать через разливочные и расфасовочные устройства. Измерение количества отпущенных нефтепродуктов должно производиться объемно-весовым методом. Виды тары для хранения и отпуск нефтепродуктов следует принимать по ГОСТ 1510-84*.

Разливочные следует располагать в помещениях или на площадках под навесом в зависимости от климатических условий и вида нефтепродукта, а расфасовочные – только в помещениях.

Допускается налив легковоспламеняющихся нефтепродуктов в бочки, установленные непосредственно на автомашинах, оборудованных противопожарными средствами.

Налив должен производиться на отдельных площадках, примыкающих к разливочным.

Для нефтебаз 1 – 4 классов раздаточные устройства для этилированных, легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны размещаться в отдельных зданиях (помещениях) или на отдельных площадках. Допускается для нефтебаз 5 класса раздаточные устройства размещать в одном здании при условии разделения помещения противопожарной стеной.

Перед разливочной следует предусматривать площадки, оборудованные средствами механизации погрузо-разгрузочных работ (бочкоподъемники, кран-балки и т.п.). Помещение расфасовочных должны быть оснащены транспортерами для подачи продукции на хранение или отгрузку.

Подача нефтепродуктов к раздаточным устройствам может осуществляться самотеком или с помощью насосов, оборудованных предохранительными клапанами, срабатывающими при прекращении отпуска.

Для контроля отгрузки при неисправности счетчиков в разливочной следует предусматривать товарные весы.

Расчетное количество раздаточных устройств в разливочных следует определять по (1.10). При этом коэффициент использования наливных устройств должен приниматься равным 0,5, а расчетная производительность этих устройств – 5 м³/ч для нефтепродуктов с вязкостью до 60·10⁻⁶ м²/с и 4 м³/ч – с вязкостью от 60·10⁻⁶ до 600·10⁻⁶ м²/с.

При самотечном наливе указанные производительности могут быть уменьшены.

Для налива разных сортов нефтепродуктов одной марки разрешается установка на одном рабочем месте не более 3-х раздаточных кранов при условии их использования для одновременного налива только одного сорта нефтепродукта.

Запорную арматуру для подключения раздаточных и расфасовочных устройств к основным трубопроводам следует устанавливать в месте врезки в основные трубопроводы.

7. Перекачка нефтепродуктов

Технология перекачки при автоматизации и механизации технологических операций должна предотвращать смешивание, загрязнение, обводнение и потери нефтепродуктов при соблюдении установленных правил пожарной безопасности, охраны окружающей среды и техники безопасности.

Допускается перекачка по одному трубопроводу нескольких нефтепродуктов, сгруппированных согласно табл. 1.25, при условии его предварительного опорожнения.

Для группировки нефтепродуктов, не предусмотренных табл. 1.25, следует руководствоваться физико-химическими показателями этих нефтепродуктов по действующим ГОСТ или ТУ. Отдельные марки (сорты) нефтепродуктов, к качеству которых согласно ГОСТ 1510-84* предъявляются повышенные требования, следует транспортировать по отдельным трубопроводам.

Технология перекачки нефтепродуктов должна предусматриваться по двухпроводной схеме трубопроводов (приемный и раздаточный), подсоединяемых к каждому резервуару.

Допускается на нефтебазах 4 – 5 классов, а также в случаях установки под конкретную марку (сорты) нефтепродукта одного резервуара предусматривать однопроводную схему.

За рабочее давление в системе трубопроводов нефтебазы следует принимать максимальное избыточное давление, приведенное к ближайшему наибольшему условному давлению согласно ГОСТ 356-80, но не выше 2,5 МПа.

Подача нефтепродукта при наполнении или опорожнении резервуаров с понтоном или плавающей крышей должна соответствовать следующей максимальной допустимой скорости подъема (опускания) понтона или плавающей крыши:

- для резервуаров 700 м^3 и менее – 3,5 м/ч;
- для резервуаров более 700 м^3 – 6,0 м/ч.

При этом скорость понтона или плавающей крыши при сдвиге не должна превышать 2,5 м/ч.

Параметры максимальной безопасной скорости перекачки нефтепродуктов по трубопроводам следует принимать в соответствии с требованиями ВНТП 5-95.

По назначению трубопроводы следует подразделять на внутренние (прокладываемые внутри технологических зданий и сооружений), наружные (прокладываемые между зданиями и сооружениями внутри территории нефтебазы) и внешние (прокладываемые вне территории нефтебазы, т.е. между нефтебазой и НПЗ, наливными причалами, отдельно стоящими железнодорожными эстакадами, АЗС и другими объектами). Для внешних трубопроводов кроме требований, изложенных в настоящих нормах, следует также руководствоваться требованиями СНиП 2.05.13-90.

Выбор диаметра трубопроводов должен производиться на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности и вязкости транспортируемого нефтепродукта, а также рекомендуемых оптимальных скоростей.

В зависимости от коррозионной активности транспортируемого нефтепродукта и нормативного срока эксплуатации трубопроводов значение расчетной толщины стенки труб следует принимать с поправкой, учитывающей глубину коррозионного разрушения стенки труб.

Значения поправки на внутреннюю коррозию приведены в табл. 1.27.

Таблица 1.27

Глубина коррозионного разрушения

Среда	Глубина коррозионного разрушения, мм/год
Бензин	0,001 – 0,005
Дизельное топливо, керосин, реактивное топливо	0,01 – 0,05
Мазут	0,05 – 0,1

Трубопроводы должны выполняться из электросварных или бесшовных труб, в т.ч. и с антикоррозионным покрытием в соответствии с СН 527-80 .

Допускается применять сборно-разборные трубопроводы на специальных стыковых соединительных приспособлениях, а также трубопроводы из негорючих материалов при условии обеспечения необходимой механической, химической и температурной стойкости и сохранения качества перекачиваемых легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов.

При этом должны быть предусмотрены устройства для отвода статического электричества.

Открытая (по стенам) и надземная прокладка трубопроводов из неметаллических труб запрещается.

Соединения трубопроводов должны быть сварными. В случае перекачки по трубопроводам застывающих нефтепродуктов, а также в местах установки арматуры и технологического оборудования допускается установка фланцевых соединений труб с применением несгораемых прокладок кроме участков, проложенных внутри обвалования резервуарных парков.

Прокладка трубопроводов на территории нефтебаз должна быть надземной или наземной.

При соответствующем обосновании (рельеф местности, климатические условия, необходимость заезда пожарной техники внутрь обвалования и т.п.) на территории резервуарных парков, ограниченной обвалованием, возможна подземная прокладка трубопроводов.

Трубопроводы, прокладываемые на отдельно стоящих опорах, должны укладываться в один ярус, а в стесненных условиях – на эстакадах.

В местах переходов через трубопроводы и для обслуживания узлов задвижек следует предусматривать переходные мостики и площадки.

Прокладку трубопроводов нефтебаз, располагаемых в районах с сейсмичностью 8 баллов и более, следует предусматривать только надземной.

Трубопроводы, предназначенные для перекачки вязких и застывающих нефтепродуктов, должны оснащаться системой путевого подогрева (горячей водой, паром, ленточными электроподогревателями) и тепловой изоляцией из несгораемых материалов, защищенной от механического разрушения кожухом.

Допускается при соответствующем обосновании прокладка подобного рода трубопроводов в каналах с тепловыми спутниками, а участков протяженностью до 15 м – с использованием только тепловой изоляции (без тепловых спутников).

В проектах следует предусматривать мероприятия и соответствующее оборудование для вытеснения из труб высоковязких и застывающих нефтепродуктов.

Для обеспечения полного самотечного опорожнения трубопроводы должны проектироваться с уклоном к месту откачки или выпуска в специальные резервуары-сборники. При этом для нефтепродуктов, не требующих подогрева при перекачке, минимальные уклоны следует принимать 0,002 – 0,003, для подогреваемых нефтепродуктов – 0,004.

На трубопроводах должны быть предусмотрены дренажные устройства, обеспечивающие слив нефтепродукта в стационарные или передвижные емкости.

Трубопроводы, транспортирующие основные потоки нефтепродуктов, необходимо располагать с внешней стороны обвалования или ограждающей стены резервуарного парка. Внутри территории резервуарного парка допускается прокладка только трубопроводов, которые обслуживают резервуары данной группы.

Испытание и очистку внутренних и наружных трубопроводов следует производить в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84 и СН 527-80, а внешние трубопроводы, проектируемые по СНиП 2.05.13-90, – с требованиями этого норматива.

Узлы задвижек следует располагать с внешней стороны обвалования (ограждающей стены) групп резервуаров или отдельно стоящих резервуаров, а коренное запорное устройство – непосредственно у резервуаров.

На вводах трубопроводов к железнодорожным сливо-наливным устройствам должны устанавливаться на случай аварии (пожара) стальные задвижки не далее в 50 м (считая от оси железнодорожного пути) и не ближе 15 м при сливе и наливе легковоспламеняющихся и не ближе 10 м – при сливе и наливе горючих нефтепродуктов. В качестве аварийных могут применяться отключающие (оперативные) задвижки, если они установлены в пределах указанных расстояний. Аварийную отключающую арматуру следует размещать на нулевых отметках в легкодоступных местах. Управление приводами аварийных задвижек диаметром 200 мм и более следует предусматривать дистанционным с эстакады (с шагом расстановки кнопок управления не более 100 м), из насосной, а также местное.

На одиночных сливо-наливных устройствах аварийные задвижки могут быть с ручным приводом.

Узлы задвижек продуктовых насосных станций следует размещать вне здания на расстоянии (до ближайшей задвижки) не менее: от стены здания с проемами – 3 м и от стены здания без проемов – 1 м. Допускается узлы задвижек размещать в одном помещении с насосами при количестве основных рабочих насосов в этом помещении:

- на нефтебазах I и II категории – не более 6 насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки 120 °С и ниже (кроме мазутов) или не более 10 насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и для мазутов;
- на нефтебазах III категории – не более 10 насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки 120 °С и ниже или при любом количестве насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С;

- при перекачке мазутов, подогреваемых до температуры ниже на 25 °С температуры вспышки, – не более 6 насосов на нефтебазах I и II категорий и не более 10 насосов на нефтебазах III категории.

В случаях размещения узлов задвижек в отдельном помещении оно должно отделяться от помещения для насосов противопожарной перегородкой 1-го типа и иметь выход наружу.

В местах расположения узлов задвижек следует предусматривать лоток для отвода стоков в закрытый сборник или в колодец производственной канализации с гидравлическим затвором.

На внутренних обвязочных трубопроводах технологических зданий и сооружений количество и размещение запорной арматуры должны обеспечивать необходимые технологические переключения, а также возможность надежного отключения каждого отдельного агрегата или технологического устройства. Необходимость применения арматуры с дистанционным управлением или ручным приводом определяется условиями технологического процесса и требованиями, обеспечивающими безопасность работ.

Использовать запорную арматуру в качестве регулирующей запрещается! Для регулирования параметров потока нефтепродукта должны быть установлены регулирующие клапаны, а перед и за ними – запорная арматура.

На трубопроводах, предназначенных для перекачки легковоспламеняющихся и токсичных нефтепродуктов, должна, как правило, предусматриваться стальная запорная и регулирующая арматура.

Допускается применение арматуры:

- из ковкого чугуна в пределах рабочих температур среды не ниже –30 °С и не выше 150 °С при давлении среды не выше 1,6 МПа;
- из серого чугуна в пределах рабочих температур среды и ниже –10 °С и не выше 100 °С при давлении среды не выше 0,6 МПа.

Температура рабочей среды устанавливается для арматуры трубопровода по ГОСТ 356-80.

При наружной установке арматуру из серого чугуна можно применять при расчетной температуре воздуха не ниже –10 °С, из ковкого чугуна – при температуре не ниже –30 °С. Коренное запорное устройство у резервуаров для нефтепродуктов должно предусматриваться стальным.

Для нефтебаз, расположенных в городах и других населенных пунктах, должна предусматриваться только стальная арматура.

Задвижки (узлы задвижек) и другую арматуру на трубопроводах в зависимости от климатических условий следует устанавливать в камерах, колодцах открытого типа или под навесом.

Для перекачки нефтепродуктов следует предусматривать насосы:

- для выполнения основных технологических операций грузовые насосы слива (налива) нефтепродукта из транспортных средств и перекачки по трубопроводам;
- для выполнения вспомогательных операций, обеспечивающих зачистку железнодорожных цистерн, резервуаров, трубопроводов, расфасовку, налив бочек и другой мелкой тары, внутрибазовые перекачки и т.п.

Грузовые насосы при соответствующем обосновании могут быть использованы для вспомогательных операций.

Тип насосных агрегатов должен выбираться в зависимости от физико-химических и коррозионных свойств нефтепродукта, обеспечения выполнения норм слива-налива, а также условий электроснабжения и класса взрывоопасной зоны.

Для перекачки нефтепродуктов с вязкостью менее $300 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ при температурах, указанных в ВНТП 5-95, следует использовать лопастные и объемные насосы, с вязкостью более $300 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – объемные.

Выбор насосов для слива-налива железнодорожных цистерн следует производить исходя из весовой нормы маршрута или количества цистерн в одной подаче и расчетного нормативного времени операций слива-налива с учетом коэффициента неравномерности загрузки насосов, равного 1,5.

Требуемый напор насосов должен определяться гидравлическим расчетом исходя из необходимости выполнения технологических операций в наиболее холодный период года.

Ограничение максимальной скорости налива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей до безопасных пределов должно обеспечиваться перепуском части нефтепродукта во всасывающий трубопровод насоса. Доля перепускаемого нефтепродукта зависит от технической характеристики насосов и определяется исходя из условий автоматического поддержания постоянного давления в напорном трубопроводе и коллекторах эстакады в процессе налива.

Производительность насосов, перекачивающих высоковязкие и застывающие нефтепродукты, следует определять с учетом нормативного времени налива, расчетного количества железнодорожных цистерн и необходимости обеспечения циркуляции наливаемого нефтепродукта в коллекторе эстакады в количестве 30 % от требуемого объема налива.

В продуктовых насосных станциях агрегаты должны устанавливаться отдельными группами, работающими по специально выделенным трубопроводам, а также должны быть снабжены централизованной системой сбора утечек нефтепродуктов, выведенной за пределы насосной.

Продуктовые насосные рекомендуется размещать в наиболее низких точках системы трубопроводов нефтебазы для улучшения условий всасывания нефтепродукта.

Продуктовые насосные станции на нефтебазах I и II категорий следует оснащать приборами автоматической защиты согласно ТУ насосных агрегатов и оборудованием, обеспечивающим работу станции без постоянного обслуживающего персонала.

8. Измерение количества нефтепродуктов

Коммерческие (учетно-расчетные) средства, осуществляющие учет с точностью, соответствующей требованиям ГОСТ 26976-86, должны устанавливаться в пунктах:

- приема нефтепродуктов (по трубопроводам от НПЗ, по отводам от нефтепродуктопроводов), из железнодорожных цистерн, наливных судов и т.п.;
- отгрузки нефтепродуктов в железнодорожные и автомобильные цистерны, наливные суда, нефтепродуктопроводы, тару и т.п.

Оперативные (контрольно-технологические) средства измерения устанавливаются в местах, необходимых для учета количества нефтепродуктов в оперативных целях и задач АСУ ТП.

При организации системы коммерческого учета количества нефтепродукта следует использовать метод прямого измерения (взвешивания). Допускается применение косвенных методов определения массы (нетто) с использованием массовых или объемных счетчиков в комплекте с автоматическими плотномерами.

Учет нефтепродуктов при хранении должен осуществляться измерительными средствами автоматизированных систем без разгерметизации газового пространства резервуара и обеспечивать возможность измерения массы нефтепродукта и подтоварной воды.

При сливе-наливе железнодорожных цистерн на нефтебазах 1, 2 и 3 классов рекомендуется использовать железнодорожные весы с автоматической системой регистрации массы нефтепродукта и оформления отгрузочных документов.

В составе коммерческих узлов учета следует предусматривать:

- измерительные линии – рабочие и резервные;
- стационарное или передвижное образцовое средство для поверки турбинных счетчиков расхода – трубопоршневая установка (ТПУ);

- приборы и устройства контроля за режимом работы узла учета;
- устройства контроля, хранения, индикации и регистрации результатов измерения;
- вспомогательное оборудование – фильтры, запорная арматура.

Узлы оперативного измерения и учета следует оснащать контрольными измерительными линиями (счетчиками).

Типоразмеры счетчиков расхода и число рабочих измерительных линий должны определяться из условий обеспечения заданной точности измерения в диапазоне от 30 до 100 % производительности насосов. При сливе-наливе наливных (морских, речных) судов счетчики должны работать в диапазоне от 10 до 100 % производительности насосов.

Для измерения каждого потока нефтепродукта рекомендуется устанавливать не более 4-х счетчиков, оснащенных байпасной линией.

Число резервных измерительных линий должно приниматься не менее 50 % от числа рабочих измерительных, линий, а общее их количество не должно быть более 10.

Трубопроводы измерительных линий и счетчики должны быть одного диаметра и иметь до и после счетчика специальные струевыпрямители. При отсутствии струевыпрямителей должны предусматриваться прямые участки трубы длиной не менее $15 D_u$ счетчика до счетчика и не менее $5 D_u$ – после счетчика.

При проектировании узла измерения и учета количества нефтепродуктов давление на выходе должно приниматься не менее 0,3 МПа при всех режимах работы узла измерения.

9. Подогрев нефтепродуктов

Подогрев высоковязких и легкозастывающих нефтепродуктов следует производить до температуры, указанной в ВНТП 5-95.

В качестве теплоносителя следует использовать водяной насыщенный пар или перегретую воду. При этом в случаях попадания теплоносителя в нефтепродукт не должно происходить снижение его качества. При отсутствии указанных теплоносителей для разогрева высоковязких и легкозастывающих нефтепродуктов при соответствующем обосновании возможно применение электрообогрева (электрогрелки, греющие кабели и т.п.).

Температура подогрева вязких нефтепродуктов (типа мазутов) не должна превышать 90 °С, а для масел – 60 °С.

Температура подогрева должна быть ниже температуры вспышки паров нефтепродукта в закрытом тигле не менее, чем на 25 °С.

При подогреве нефтепродукта с помощью стационарных пароподогревателей давление насыщенного пара не должно превышать 0,4 МПа, а с помощью переносных – 0,3 МПа.

Обогрев пароспутниками технологических трубопроводов, в которых температура перекачиваемого нефтепродукта не превышает 60 °С, следует производить, как правило, перегретой водой с температурой 150 °С, а высоковязких и легкозастывающих – насыщенным паром давлением до 1,3 МПа.

Подогрев нефтепродуктов в резервуарах должен осуществляться стационарными подогревателями или устройствами циркуляционного подогрева, использующими в качестве теплоносителя насыщенный пар или перегретую воду.

В резервуарах, предназначенных для отпуска вязких нефтепродуктов в автоцистерны, одиночные железнодорожные цистерны или бочки наряду с основными подогревателями следует предусмотреть устройства с местным порционным подогревом в камерах, объем которых равен суточной или односменной реализации нефтепродукта.

Для слива вязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн должен применяться циркуляционный способ подогрева с установкой стационарных теплообменников за пределами железнодорожной эстакады.

На нефтебазах 4 – 5 классов допускается производить разогрев нефтепродукта с помощью переносных паровых или электрических подогревателей, а также подогревателей других конструкций, отвечающих требованиям пожарной безопасности.

На железнодорожных эстакадах при разогреве нефтепродуктов в цистернах с помощью переносных подогревателей должен предусматриваться коллектор насыщенного пара с отводом к каждой цистерне и обязательной установкой запорной арматуры. Прокладка паропроводов и конденсатопроводов должна отвечать требованиям СНиП 2.04.07-86.

Конденсат, загрязненный нефтепродуктом и не удовлетворяющий требованиям качества, следует охлаждать и направлять в производственную канализацию.

На нефтебазах, использующих для технологических нужд насыщенный водяной пар, в качестве источника тепла для горячего водоснабжения, нагревание воздуха приточных систем вентиляции, смыва технологических площадок следует предусматривать перегретый конденсат, при этом сглаживание неравномерности потребления горячей воды необходимо осуществлять за счет установки баков-аккумуляторов.

10. Отработанные нефтепродукты

Прием отработанных нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ 21046-86 должен производиться отдельно по группам: моторные масла (ММО), индустриальные (МИО) и смеси отработанных нефтепродуктов (СНО), для чего на нефтебазах должны быть организованы приемные пункты, располагаемые в зоне операций по отгрузке нефтепродуктов автомобильным транспортом и в таре.

Приемные пункты оборудуются ёмкостями, камерами для разогрева бочек, насосной станцией, наливным устройством, а также грузовой платформой для накопления бочек со средствами механизации разгрузочных работ.

Вновь принимаемые обводненные индустриальные масла должны проходить обработку в отдельном резервуаре с подогревом в целях разрушения эмульсии и выделения избытка воды.

Пропускная способность камеры для разогрева бочек и размеры грузовой платформы должны обеспечивать прием не менее максимального суточного поступления отработанных нефтепродуктов в бочках.

Приемные емкости каждой группы отработанных нефтепродуктов, а при соответствующем обосновании и отдельных марок отработанных масел, из числа указанных в группах, должны быть отдельными.

Вместимость резервуаров для отработанных нефтепродуктов группы ММО и МИО должна определяться по норме сбора (в процентах от максимальной месячной реализации свежих масел), равной 35 % и 50 % соответственно.

Вместимость резервуаров для группы СНО следует определять, исходя из фактически достигнутого уровня сбора за прошедшие 2 – 3 года и с учетом перспективы.

Вместимость резервуаров нефтебаз с сезонной отгрузкой отработанных нефтепродуктов следует определять, исходя из сезонного поступления.

Для отработанных нефтепродуктов следует предусматривать установку горизонтальных резервуаров единичной вместимостью, как правило, не более 75 м³ в количестве не менее двух для каждой группы.

Резервуары для группы СНО следует оснащать оборудованием для легковоспламеняющихся жидкостей, а также подогревателями и устройствами для удаления воды и осадка.

Отгрузку отработанных нефтепродуктов следует осуществлять отдельными партиями, но не менее грузоподъемности одной транспортной

единицы (железнодорожные и автомобильные цистерны, бочки), через одиночные наливные устройства.

Допускается отгрузка групп ММО и МИО по одному трубопроводу при условии его опорожнения.

При сливо-наливных операциях температура отработанного нефтепродукта должна быть ниже температуры вспышки его паров не менее, чем на 15 °С.

Разогрев отработанных нефтепродуктов, поступающих в бочках, допускается производить открытым паром с давлением не выше 0,05 – 0,1 МПа при условии обеспечения безопасности работ.

Очистку и регенерацию отработанных нефтепродуктов группы ММО и МИО следует предусматривать на нефтебазах при условии, если поступление отработанных нефтепродуктов будет обеспечивать годовую загрузку регенерационных установок не менее, чем на 80 % от их номинальной производительности.

Расходные емкости для топлива огневых печей должны быть рассчитаны на суточную потребность, но не более 5 м³ – для хранения мазута и не более 1 м³ – для легкого нефтяного топлива.

Перекачка отработанных и регенерированных масел должна осуществляться отдельными насосами.

Отходы регенерационных установок (фильтровальные материалы, реагенты и пр.) должны удаляться в соответствии с санитарными правилами о порядке накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов.

11. Мероприятия по охране окружающей природной среды

Нефтебазы, а также их объекты, здания и сооружения с технологическими процессами, являющимися источниками выделения в окружающую природную среду вредных веществ, следует отделять от жилой застройки санитарно-защитной зоной (СЗЗ). Размер СЗЗ определяется в целом по предприятию на основе расчетов концентрации каждого загрязняющего вещества в составе вредных выбросов в атмосферу от каждого источника выбросов с учетом среднегодовой розы ветров и существующего фоновый уровня загрязнений атмосферного воздуха. При этом концентрация вредных веществ в приземном слое этой зоны не должна превышать предельно допустимых концентраций. Санитарно-защитная зона или какая-либо ее часть не могут рассматриваться как резервная территория для расширения предприятия.

В составе предпроектной (проектной) документации (материалы выбора места размещения, ТЭО и проекты строительства, реконструкции и технического перевооружения) нефтебаз обязательна разработка экологического обоснования с целью предотвращения или снижения вредного воздействия на окружающую природную среду. Объем и состав экологического обоснования в предпроектных (проектных) материалах определяется требованиями «Руководства по экологической экспертизе предпроектной и проектной документации».

Комплекс природоохранных мероприятий и полная компенсация природной среде за наносимый вред определяются в результате проведения оценки воздействия на окружающую природную среду.

Компенсация за наносимый вред природной среде должна производиться по установленным нормативам платежей за пользование природными ресурсами, выбросы и сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов.

Установление предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу объектами и сооружениями нефтебаз, на разных стадиях проектирования производится в соответствии с требованиями методики нормирования выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях.

Для охраны атмосферного воздуха от загрязнения углеводородами следует предусматривать мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов при перекачке, приеме и отпуске, выбор которых определяется расчетом.

Промышленные отходы (нефтешламы, шламы химводоочистки и т.п.) следует обеззараживать и утилизировать. Выбор технического решения следует принимать с учетом местных условий и количества отходов. Захоронению подлежат только те виды отходов, на которые представлены убедительные доказательства отсутствия технологий по их переработке.

Качественную характеристику отходов, образующихся от зачистки резервуаров, следует принимать:

- плотность – 1,01 т/м³, содержание воды – 70 %, содержание механических примесей – 26 %, содержание нефтепродуктов – 4 %;
- удельный расход зачистных вод от резервуаров следует принимать 0,6 – 0,4 м³ на 1 000 т грузооборота.

В проектах следует предусматривать мероприятия (обвалования, водонепроницаемые покрытия, планировка и т.п.) для сбора нефтепродуктов в случае их разлива, аварии технологических сооружений и трубо-

проводов. Сброс нефтепродуктов при авариях в производственную канализацию не допускается.

Наливные устройства должны быть оборудованы дренажной системой с каплеуловителями для сбора нефтепродукта, сливаемого из этих устройств после окончания операций налива.

В проектах нефтебаз должны быть предусмотрены системы постоянного контроля загазованности рабочих зон и приземной части территории с помощью стационарных (по мере их выпуска промышленностью) и переносных газоанализаторов.

Для защиты почвы и грунтовых вод следует предусматривать противофильтрационные экраны или водонепроницаемые покрытия на всех участках территории нефтебаз, где проводятся операции с нефтепродуктами, а также сеть наблюдательных скважин по периметру территории нефтебазы.

При разработке проектов для строительства или реконструкции СНН должны предусматриваться мероприятия по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов:

- от испарения;
- от смешения;
- от утечек;
- от разлива;
- от неполной зачистки цистерн при сливе.

Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов следует:

- производить выбор типа резервуара в соответствии с требованиями ГОСТ 1510. Резервуары должны подбираться с учетом оптимальной единичной вместимости с плавающей крышей или понтоном, обрачиваемости, скорости заполнения или опорожнения, окраской наружных поверхностей светоотражающими красками, внутренним покрытием, теплоизоляцией (для высоковязких нефти и нефтепродуктов), безрезервуарного метода учета нефтепродуктов, газоуравнительных систем и систем по улавливанию легких фракций нефти и нефтепродуктов (УЛФ);

- максимально герметизировать сливо-наливные операции;
- предусматривать минимальное количество фланцевых соединений на технологических трубопроводах;
- предусматривать применение насосов, имеющих специальные торцевые уплотнения или другого типа, не дающие утечек;
- предусматривать защиту технологических трубопроводов и запорной арматуры от давлений, превышающих допустимые при приеме нефтепродукта из магистральных трубопроводов;

- предусматривать защиту от перелива стационарных резервуаров, железнодорожных и автомобильных цистерн;
- кроме основных насосов предусматривать зачистные, самовсасывающие насосы для зачистки железнодорожных цистерн при сливе;
- предусматривать возможность полного опорожнения трубопроводов с целью минимизации потерь от смещения при последовательной перекачке по одному трубопроводу нескольких сортов нефтепродуктов.

Газоуравнительная система резервуарного парка должна, как правило, объединять резервуары с нефтепродуктами, близкими по своим физико-химическим показателям.

В пониженной части трубопроводов газовой обвязки должны быть смонтированы дренажные устройства.

Уловленные нефтепродукты должны использоваться по своему прямому назначению (как компоненты топлив).

На СНН I и II категорий для резервуарных парков, участков группового налива железнодорожных и автомобильных цистерн целесообразно предусматривать установки УЛФ при хранении и наливе нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 28 °С и ниже.

Установки УЛФ могут предусматриваться в целом для СНН или для каждого из перечисленных участков самостоятельно. Количество установок, а также возможность их применения на СНН III категории определяется на основе сравнения вариантов при технико-экономическом расчете.

Запрещается строительство и реконструкция СНН в пределах I, II поясов и на незащищенных участках подземных вод III-го пояса зоны санитарной охраны источников водоснабжения (СНиП 2.04.02), водоохраных зонах водостоков и водоемов, в т.ч. на затапливаемых территориях, в местах интенсивного питания поверхностных и подземных вод (талвеги высокой концентрации поверхностного стока, незащищенные участки подземных вод, «гидрогеологические окна»).

Размещение СНН в пределах защищенных участков III пояса зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водоохраных зон водостоков и водоемов, в санитарно-защитных зонах предприятий возможно только по результатам экологического обоснования.

При разработке проекта следует предусматривать мероприятия по сбору нефти и нефтепродуктов при авариях и ремонте как из технологических сооружений, так и из трубопроводов, а также сбор нефти и нефтепродуктов во всех точках возможных потерь.

Сброс нефти и нефтепродуктов при аварии в канализацию не допускается.

Соединения трубопроводов должны быть сварными. Фланцевые соединения допускается устанавливать в местах, где необходим разъем при эксплуатации (присоединение фланцевой арматуры, фланцевых заглушек и т.п.). Уплотнение фланцевых соединений должно осуществляться с применением несгораемых прокладок.

Вся система борьбы с утечками и испарением нефтепродуктов должна обеспечивать предупреждение загрязнения атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвы.

Реконструкция действующих СНН возможна только после проведения экологического обследования данного объекта, в результате которого устанавливаются степень и масштаб загрязнения, разрабатывается проект рекультивации почвогрунтов, поверхностных и подземных вод, комплекс водоохраных мероприятий.

Для обеспечения контроля загазованности в помещениях машинных залов насосных станций СНН устанавливаются стационарные газоанализаторы.

Размещение СНН должно быть подтверждено расчетами приземных концентраций вредных веществ в атмосфере с учетом существующего фона и соблюдения требований предельно допустимых концентраций ПДК на границе санитарно-защитных зон (СЗЗ).

В зоне резервуарного парка и на участках железнодорожного и автомобильного приема и отпуска для предотвращения попадания на дороги нефти и нефтепродуктов планировочные отметки проезжей части внутренних автомобильных дорог должны быть выше планировочных отметок прилегающей территории не менее, чем на 0,3 м, считая от бровки земляного полотна.

12. Автоматизация, контроль и управление технологическими процессами

Должны обеспечиваться:

- контроль и управление технологическими процессами приема, хранения и отгрузки;
- количественный учет нефтепродуктов как по резервуарной емкости, так и с помощью поточных измерительных систем;
- безопасная эксплуатация технологического оборудования и сооружений, своевременное обнаружение возникших аварий и создание условий для их локализации;
- пожарная безопасность и защита окружающей среды.

Система управления и контроля технологическими процессами нефтебазы должна осуществляться централизованно из одного пункта – операторной или диспетчерской.

13. Электроснабжение, связь и сигнализация. Пожаротушение

Для оперативного управления производством на базах должны предусматриваться:

- городская телефонная автоматическая связь;
- местная телефонная автоматическая связь;
- диспетчерская связь;
- распорядительно-поисковая связь;
- радификация;
- пожарная сигнализация.

В соответствии с действующими нормами или техническим заданием заказчика на нефтебазах предусматривается охранная сигнализация.

При соответствующем обосновании в проект могут быть включены и другие виды связи и сигнализации.

Нефтебаза должна иметь связь с ближайшими узлами связи, станцией железной дороги, речным (морским) портом (при наличии операций по сливу-наливу), а также прямую телефонную (радиотелефонную) связь с ближайшей пожарной частью населенного пункта или центральным пунктом пожарной связи.

Для связи абонентов нефтебазы между собой должна предусматриваться установка местной автоматической телефонной станции или автоматического коммутатора. Для дирекции нефтебазы рекомендуется предусматривать телефонную и громкоговорящую связь с необходимыми абонентами, а также возможность одновременного подключения нескольких абонентов для ведения совещаний.

Сеть диспетчерской связи должна обеспечивать:

- двухстороннюю телефонную связь с любого рабочего места;
- громкоговорящую связь;
- двухстороннюю телефонную связь с абонентами ГАТС;
- возможность группового подключения нескольких абонентов для ведения совещаний.

Все административно-технические службы и участки приема и отпуски нефтепродуктов на нефтебазах 1, 2 классов должны быть оборудова-

ны двухсторонней громкоговорящей связью, обеспечивающей переговоры между наливщиками, машинистом и оператором.

В помещениях продуктовых насосных станций, узлов задвижек, складских помещениях для нефтепродуктов в таре, разливочных, расфасовочных, канализационных насосных станциях производственных стоков необходимо устанавливать сигнализаторы до взрывных концентраций паров нефтепродуктов (СДК) из расчета не менее одного СДК на 100 м^2 площади помещения.

Сигнализаторы СДК в помещениях следует устанавливать в зависимости от плотности паров нефтепродукта с учетом поправки на температуру воздуха, но не выше $0,5 \text{ м}$ над полом.

Сигнализаторы СДК должны обеспечивать подачу предупреждающих светового и звукового сигналов при концентрации паров нефтепродуктов 20% и аварийных – 50% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ).

В производственных помещениях автоматическое включение аварийной и периодически действующей вытяжной вентиляции должно осуществляться при подаче предупреждающего сигнала от СДК.

В помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала предупреждающий и аварийный сигналы должны подаваться по месту установки СДК и на выходе из помещения, в помещениях с периодическим пребыванием – у входа в помещение. Допускается подавать общий звуковой сигнал на все помещения.

На нефтебазах 1 класса при соответствующем обосновании рекомендуется предусматривать промышленное телевидение, а также охранную сигнализацию.

В помещениях продуктовых насосных станций площадью более 250 м^2 , а также в помещениях для операторов и диспетчеров следует предусматривать аварийное освещение.

Виды применяемых средств связи для зданий и сооружений СНН устанавливаются в задании на проектирование по согласованию с заинтересованными организациями.

На СНН автоматической пожарной сигнализацией должны быть оборудованы:

- помещения для насосов и узлов задвижек в зданиях продуктовых насосных станций, канализационных насосных станций для перекачки сточных вод с нефтью и нефтепродуктами и уловленного нефтепродукта площадью каждого менее 300 м^2 или при производительности продуктовой

насосной станции менее 1 200 м³/ч (для резервуарных парков магистральных нефтепродуктов);

- складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре площадью до 500 м²;
- разливочные, расфасовочные и другие производственные помещения склада, в которых имеются нефть и нефтепродукты в количестве более 15 кг/ м², площадью до 500 м².

СНН должны быть оборудованы электрической пожарной сигнализацией с ручными пожарными извещателями.

Ручные извещатели пожарной сигнализации на территории склада следует предусматривать:

- для зданий категорий А, Б и В – снаружи зданий, у входов и по периметру на расстоянии не более, чем через 50 м;
- для резервуарных парков и открытых площадок хранения нефтепродуктов в таре – по периметру обвалования (ограждающей стенки), не более, чем через 150 м при хранении нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и не более 100 м для остальных нефтепродуктов;
- на сливноналивных эстакадах – у торцов эстакады и по ее длине, не реже, чем через 100 м, но не менее двух (у лестниц для обслуживания эстакад);
- на наружных технологических установках со взрывопожароопасными производствами – по периметру установки, не более, чем через 100 м.

Ручные пожарные извещатели следует устанавливать на расстоянии не более 5 м от обвалования парка или границы наружной установки.

На СНН следует предусматривать систему пенного пожаротушения и водяного охлаждения. При проектировании систем пожаротушения и охлаждения для зданий и сооружений СНН следует учитывать требования СНиП 2.04.01 и СНиП 2.04.02 к устройству сетей противопожарного водопровода и сооружений на них, если они не установлены настоящими нормами.

Для наземных резервуаров нефти и нефтепродуктов объемом 5 000 м³ и более, а также зданий и помещений склада следует предусматривать системы автоматического пожаротушения в соответствии с СНБ 3.02.01-98.

На складах IIIа категории при наличии не более двух наземных резервуаров объемом 5 000 м³ допускается предусматривать тушение пожара этих резервуаров передвижной пожарной техникой при условии оборудования резервуаров стационарно установленными генераторами пены и су-

хими трубопроводами (с соединительными головками для присоединения пожарной техники и заглушками), выведенными за обвалование.

Для подземных резервуаров объемом 5 000 м³ и более, сливноналивных эстакад и устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн на складах I и II категорий следует предусматривать стационарные системы пожаротушения (неавтоматические).

Здания и помещения СНН, подлежащие оборудованию стационарными установками автоматического пожаротушения, приведены в табл. 1.28.

Таблица 1.28

Помещения, подлежащие оборудованию установками автоматического пожаротушения

Здания склада	Помещения, подлежащие оборудованию установками автоматического пожаротушения
1. Здания продуктовых насосных станций (кроме резервуарных парков магистральных нефтепроводов), канализационных насосных станций для перекачки неочищенных производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами) и уловленных нефти и нефтепродуктов 2. Здания насосных станций резервуарных парков магистральных нефтепроводов 3. Складские здания для хранения нефтепродуктов в таре 4. Прочие здания склада (разливочные, расфасовочные и др.)	Помещения для насосов и узлов задвижек площадью пола 300 м ² и более Помещения для насосов и узлов задвижек на станциях производительностью 1 200 м ³ /ч и более Складские помещения площадью 500 м ² и более для нефтепродуктов с температурой вспышки 120 °С и ниже, площадью 750 м ² и более – для остальных нефтепродуктов Производственные помещения площадью более 500 м ² , в которых имеются нефть и нефтепродукты в количестве более 15 кг/м ²

Для наземных и подземных резервуаров объемом менее 5 000 м³, продуктовых насосных станций, размещаемых на площадках, сливноналивных эстакад и устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн на складах III категории, а также указанных зданий и помещений склада, при площади этих помещений и производительности насосных станций, менее приведенных в табл. 1.28, следует, как минимум, предусматривать тушение пожара передвижной пожарной техникой. При этом на резервуарах объемом от 1 000 до 3 000 м³ (вкл.) следует устанавливать пеногенераторы с сухими трубопроводами (с соединительными головками и заглушками), выведенными за обвалование.

Наземные резервуары объемом 5 000 м³ и более должны быть оборудованы стационарными установками охлаждения.

Для резервуаров с теплоизоляцией из негорючих материалов допускается не присоединять стационарную установку охлаждения к противопожарному водопроводу, при этом сухие трубопроводы ее должны быть выведены за пределы обвалования и оборудованы соединительными головками и заглушками.

Подача на охлаждение наземных резервуаров объемом менее 5 000 м³, а также подземных резервуаров объемом более 400 м³ предусматривается передвижной пожарной техникой.

На складах I и II категории для охлаждения железнодорожных цистерн, сливноналивных устройств на эстакадах следует предусматривать стационарные лафетные стволы.

На складах III категории с резервуарами объемом менее 5 000 м³ допускается не устраивать противопожарный водопровод, а предусмотреть подачу воды на охлаждение и тушение пожара передвижной пожарной техникой из противопожарных емкостей (резервуаров) или открытых искусственных и естественных водоемов.

За расчетный расход воды при пожаре на СНН следует принимать один из наибольших расходов:

- на пожаротушение и охлаждение резервуаров (исходя из наибольшего расхода при пожаре одного резервуара);
- на пожаротушение и охлаждение железнодорожных цистерн, сливноналивных устройств и эстакад или на пожаротушение сливноналивных устройств для автомобильных цистерн;
- наибольший суммарный расход на наружное и внутреннее пожаротушение одного из зданий склада.

Расходы огнетушащих средств следует определять, исходя из интенсивности их подачи на 1 м² расчетной площади тушения нефти и нефтепродуктов.

Расчетную площадь тушения следует принимать равной:

- в наземных вертикальных резервуарах со стационарной крышей, резервуарах с понтоном – площади горизонтального сечения резервуара; резервуарах с плавающей крышей – площади кольцевого пространства между стенкой резервуара и барьером для ограждения пены (на плавающей крыше) при тушении автоматической системой и площади горизонтального сечения при тушении передвижной пожарной техникой;
- в подземных резервуарах – площади горизонтального сечения резервуара;

- в горизонтальных резервуарах – площади резервуара в плане;
- для наземных резервуаров объемом до 400 м³, расположенных на одной площадке группой общей вместимостью до 4 000 м³, – площади в пределах обвалования этой группы, но не более 300 м²;
- для сливноналивных железнодорожных эстакад – площади эстакады по внешнему контуру сооружения, включая железнодорожный путь (пути), но не более 1 000 м²;
- для сливноналивных устройств для автомобильных цистерн – площади площадки, занимаемой заправочными островками, но не более 800 м²;
- в складских зданиях для хранения нефтепродуктов в таре (на внутреннее пожаротушение) – площади пола наибольшего складского помещения;
- на внутреннее пожаротушение продуктовых насосных и канализационных насосных станций, разливочных, расфасовочных и других производственных зданий – площади пола наибольшего помещения (из указанных в табл. 1.28), в котором имеются нефть и нефтепродукты.

Расход воды на охлаждение наземных вертикальных резервуаров следует определять расчетом, исходя из интенсивности подачи воды, принимаемой по табл. 1.29. Общий расход воды определяется как сумма расходов на охлаждение горящего резервуара и соседних с ним в группе.

Таблица 1.29

Интенсивности подачи воды на один метр длины резервуара

Система охлаждения резервуаров	Интенсивность подачи воды на 1 м длины, л/с	
	Окружности горящего резервуара	Половины окружности соседнего резервуара
1. Стационарная установка охлаждения для резервуаров высотой стенки, м более 12	0,75	0,30
12 и менее и для резервуаров с плавающей крышей	0,50	0,20
2. Передвижная пожарная техника	0,80	0,30

При расчете допускается не учитывать подачу воды на охлаждение наземных резервуаров, соседних с горящим:

- с теплоизоляцией из негорючих материалов, при этом на площадке должен предусматриваться неприкосновенный запас воды в объеме не менее 800 м³ для резервуаров объемом до 10 000 м³ вкл., 2 000 м³ – для резервуаров объемом более 10 000 м³, а расстояние между резервуарами объемом более 10 000 м³ в этом случае следует увеличивать до 40 м;

- расположенных на расстоянии более двух нормативных расстояний от горящего резервуара.

Общий расход воды на охлаждение наземных горизонтальных резервуаров объемом 100 м^3 и более (горящего и соседних с ним) следует принимать 20 л/с.

Общий расход воды на охлаждение лафетными стволами железнодорожных цистерн, сливноналивных устройств на эстакадах следует принимать из расчета одновременной работы двух лафетных стволов, но не менее 40 л/с.

Число и расположение лафетных стволов следует определять из условия орошения железнодорожных цистерн и каждой точки эстакады двумя компактными струями.

Свободный напор сети противопожарного водопровода при пожаре следует принимать:

- при охлаждении резервуаров стационарной установкой – по технической характеристике кольца орошения, но не менее 10 м на уровне кольца орошения;

- при охлаждении резервуаров передвижной пожарной техникой – по технической характеристике пожарных стволов, но не менее 40 м.

Расчетную продолжительность охлаждения резервуаров (горящего и соседних с ним) следует принимать:

- наземных резервуаров при тушении пожара автоматической системой – 4 ч, при тушении передвижной пожарной техникой – 6 ч;

- подземных резервуаров – 3 ч.

Время восстановления неприкосновенного запаса воды в противопожарных емкостях (после пожара) не должно превышать 96 ч.

Для СНН III категории, расположенных вне населенных пунктов, со складом нефтепродуктов в подземных резервуарах общей вместимостью не более 400 м^3 системы пожаротушения и противопожарного водоснабжения допускается не предусматривать.

На СНН с системой автоматического пожаротушения резервуаров, продуктовых насосных станций, складских зданий для хранения нефтепродуктов в таре, разливочных, расфасовочных и при оборудовании резервуаров стационарными установками охлаждения следует предусматривать пожарные посты или помещения для пожарного оборудования при общей вместимости склада:

- до $100\,000 \text{ м}^3$ вкл. – помещения площадью не менее 20 м^2 для пожарного оборудования и пожарных мотопомп;

- до 100 до 500 тыс. м³ вкл. – пожарный пост на один автомобиль с боксом для резервного автомобиля;
- свыше 500 000 м³ – пожарный пост на два автомобиля.

Для СНН, где пожаротушение резервуаров, зданий и сооружений предусматривается с помощью стационарной системы (неавтоматической) и (или) передвижной пожарной техники, пожарные депо, посты или помещения для пожарного оборудования и техники должны предусматриваться из расчета размещения этой техники. При этом расположение пожарных депо и постов должно приниматься с учетом требований СНиП II-89.

14. Электрохимическая защита

Электрохимическая защита подземных металлических сооружений от коррозии должна соответствовать требованиям ГОСТ 9.602-89.

Выбор принципиальных и схемных решений, а также расчеты параметров электрохимической защиты рекомендуется производить с использованием действующей нормативно-технической документации по электрохимической защите площадочных сооружений (компрессорных станций, промыслов и т.п.) или Инструкции по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии.

Для катодной поляризации подземных сооружений следует использовать серийные преобразователи для катодной защиты, в т.ч. многоканальные, а также протекторы различных типов, в т.ч. ленточные. Для защиты от электрической коррозии следует использовать дренажные установки и поляризованные протекторы по ГОСТ 16149-70.

Сливо-наливные устройства для железнодорожных цистерн и резервуарные парки, расположенные в зоне влияния электрифицированных железных дорог, следует проектировать с учетом требований, изложенных в Указаниях по проектированию защиты от искрообразования на сооружениях с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями при электрификации железных дорог. При этом принимаемые решения не должны снижать эффективность защиты от электрической коррозии.

В проекте должны быть предусмотрены меры по сокращению прямых электрических связей катодно поляризуемых сооружений с защитными заземлениями технологического оборудования или выполнение таких заземлений из протекторов.

Допускается электрохимическая защита подземных сооружений без применения указанных мероприятий при условии, если расчетный ток ка-

тодной защиты будет принят с коэффициентом не менее 5 против варианта с исключенным влиянием защитных заземлений.

Для электрической изоляции подземных трубопроводов от заземленного оборудования и конструкций следует использовать изолирующие фланцы, выполненные по ГОСТ 25660-83. При этом изолирующие фланцы должны располагаться вне взрывоопасных зон или шунтироваться взрывобезопасными низковольтными искровыми разрядниками. Импульсное напряжение срабатывания не должно превышать 50 % от эффективного напряжения пробоя изолирующего фланца на частоте 50 Гц.

В заземляющие проводники нейтралей трансформаторных подстанций должны быть встроены диодные группы из кремниевых вентилях, включенных встречно-параллельно, обеспечивающие сохранение защитного потенциала на заземленных (зануленных) сооружениях при свободном пропуске токов короткого замыкания. При этом каждое плечо (направление) диодной группы должно иметь не менее двух вентилях, устойчивых к расчетному току однофазного короткого замыкания в данной цепи.

Электрические контактные соединения диодных групп при включении их в заземляющие цепи должны соответствовать 2 классу по ГОСТ 10434-82.

Литые протекторы могут быть использованы в качестве электродов заземления, если они удовлетворяют требованиям ПУЭ, предъявляемым к заземлителям и заземляющим проводникам.

Расчетная величина мощности катодной станции по постоянному току для 10-летнего срока эксплуатации не должна превышать 60 % номинальной мощности катодной станции. При этом расчетная величина напряжения на выходе станции не должна превышать 75 % величины выбранного предела (диапазона) напряжения СКЗ.

Электрохимическая защита объектов нефтебазы должна выполняться с использованием кабелей с пластмассовой изоляцией и оболочкой. Допускается совместная прокладка кабелей электрохимзащиты с кабельными линиями других назначений в общих каналах, лотках или траншеях.

Для определения сечения кабелей электрохимзащиты максимальную величину тока установки катодной защиты следует принимать на 20 % больше расчетной величины тока, а плотности тока для кабеля АВВГ-0,66 не должны превышать 0,4 А/мм².

Контрольные проводники должны иметь сечение не менее 10 мм² по алюминию.

Контрольно-измерительные пункты для измерения защитных потенциалов должны быть установлены в точках дренажа, в местах изменения

направления или пересечения защищаемых трубопроводов, в местах сближения защищаемых трубопроводов с сосредоточенными анодными заземлениями, в четырех диаметрально противоположных точках внешней поверхности подземных резервуаров. Расстояние между соседними контрольно-измерительными пунктами не должно превышать 50 м.

Допускается не предусматривать контрольно-измерительные пункты (кроме точек дренажа установок катодной защиты), если обеспечен электрический контакт с сооружением в заданной точке.

15. Требования к системам водоснабжения и канализации

Системы водоснабжения на СНН и внутренний водопровод следует проектировать в соответствии со СНиП 2.04.02 и 2.04.01, если требования к ним не определены настоящим разделом.

На СНН следует предусматривать, как правило, системы хозяйственно-питьевого, производственного и противопожарного водоснабжения. Допускается объединение противопожарного водопровода с хозяйственно-питьевым или производственным.

Расходы (норму) воды потребителями СНН следует принимать:

- на бытовые нужды, поливку, а также внутреннее пожаротушение административно-бытовых зданий и помещений (вспомогательных) и складских помещений общего назначения – по СНиП 2.04.01;
- на внутреннее пожаротушение производственных зданий (в т.ч. складских зданий для нефтепродуктов в таре) и на пожаротушение технологических сооружений (резервуаров, сливноналивных устройств и др.) – в соответствии с СНБ 3.02.01-98;
- на производственные нужды – по паспортным данным установленного оборудования и в соответствии с технологическим расчетом.

При определении расходов на производственные нужды должны быть рассмотрены мероприятия по уменьшению расхода свежей воды за счет применения рациональных технологических процессов, оборота воды, повторного использования сточных вод (очищенных и обезвреженных).

На территории СНН следует предусматривать производственную и (или) производственно-дождевую канализацию для приема:

а) производственных сточных вод:

- от мытья бочек из-под нефтепродуктов, площадок со сливноналивными устройствами, полов в продуктовых насосных станциях и др.;
- подтоварных – из резервуаров;

б) дождевых вод с открытых площадок для сливноналивных устройств и другого технологического оборудования (где эти воды могут быть загрязнены нефтью или нефтепродуктами), обвалованной площадки резервуарного парка или хранения нефтепродуктов в таре;

в) воды от охлаждения резервуаров при пожаре.

Сточные воды от душевых и умывальников в количестве не более 5 м³/сут, очищенные на местных очистных сооружениях, при отсутствии бытовой канализации допускается отводить в производственно-дождевую канализацию.

Канализация для приема подтоварных вод из резервуарных парков насосных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов не предусматривается.

Сточные воды от резервуаров и технологических установок, связанных с хранением и применением этилированных бензинов, а также сточные воды лаборатории, содержащие тетраэтилсвинец, должны удаляться отдельной канализацией на очистные сооружения, предназначенные для очистки этих стоков, или собираться в отдельные сборники (вне зданий и установок) и вывозиться в специально отведенные места.

Отдельную канализацию для указанных сточных вод предусматривать не следует при общем количестве производственных сточных вод склада не более 100 м³ в сутки и доочистке их на озонаторных установках.

Сточные воды от очистки резервуаров для нефти и нефтепродуктов не допускается сбрасывать в сеть канализации. Эти сточные воды должны отводиться по трубопроводам со сборно-разборными соединениями в шламонакопители и после отстаивания в шламонакопителях отводиться сетью производственной или производственно-дождевой канализации на очистные сооружения склада.

Дождеприемники на обвалованной площадке резервуарного парка должны быть оборудованы запорными устройствами (хлопушками, задвижками и др.), приводимыми в действие с ограждающего вала или из мест, находящихся за пределами внешнего ограждения (обвалования) парка.

Сети производственной и производственно дождевой канализации СНН следует проектировать из негорючих материалов, как правило, подземными. Самотечные трубопроводы производственно-дождевой канализации должны быть диаметром не менее 200 мм.

На площадках железнодорожных эстакад (вдоль сливноналивных устройств) следует предусматривать открытые лотки с уклоном к дождеприемникам.

В колодцах на сети производственной или производственно-дождевой канализации следует предусматривать установку гидравлических затворов (высотой не менее 0,25 м):

- на магистральной сети канализации – через 400 м;
- на выпусках из зданий (продуктовой насосной станции, разливочной, лаборатории и др.);
- на выпусках от дождеприемников, расположенных на обвалованной площадке резервуарного парка, за пределами обвалования (ограждения);
- на выпусках от дождеприемников, расположенных на площадках сливноналивных устройств (для железнодорожных или автомобильных цистерн);
- на канализационной сети до и после нефтеловушки – на расстоянии не менее 10 м.

Производственные сточные воды и дождевые воды (загрязненные нефтью и нефтепродуктами) должны быть очищены на местных очистных сооружениях склада. Состав очистных сооружений и степень очистки этих вод определяется в зависимости от их дальнейшего использования (оборотного водоснабжения, испарения, заводнения на нефтепромыслах, сброса на очистные сооружения промузла или соседнего предприятия, спуска в водоем и т.п.).

Концентрацию загрязнений в производственных сточных водах складов нефти и нефтепродуктов следует принимать (при отсутствии данных в задании на проектирование) по табл. 1.30.

Пропускная способность сети и сооружений производственно-дождевой канализации должна быть рассчитана на прием сточных вод от производственных зданий и сооружений и наибольший из следующих расчетных расходов:

- подтоварных вод от одного наибольшего резервуара, кроме резервуарных парков насосных станций магистральных нефтепродуктов и нефтепродуктопроводов;
- дождевых вод с открытых площадок для сливноналивных устройств;
- дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка при регулируемом сбросе;
- от охлаждения резервуаров во время пожара при регулируемом сбросе.

Концентрация загрязнений сточных вод

Вид сточных вод	Концентрация загрязнений, мг/г		
	взвешенных частиц	нефти и нефтепродуктов	БПК полн.
1. Сточные воды от мытья площадок для сливо-наливочных устройств и другого технологического оборудования и дождевые воды с этих площадок, производственные сточные воды из зданий продуктовых насосных станций, разливочных, лабораторий и др.	600	700 – 1 000	По расчету, но не менее 200
2. Подтоварные воды из резервуаров для нефтепродуктов	20	1 000 – 2 000	По расчету, но не менее 60
3. Сточные воды от мытья бочек из-под нефтепродуктов	50	5 000	По расчету, но не менее 200
4. Дождевые воды с обвалованной площадки резервуарного парка	300	20	По расчету, но не менее 8

Расчетный расход дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка или воды от охлаждения резервуаров во время пожара определяется при регулируемом сбросе, исходя из условия отведения этих вод с обвалованной площадки парка в течение 24 ч.

Для механической очистки производственных и дождевых сточных вод на СНН следует применять следующие основные очистные сооружения: песколовки, нефтеловушки, флотационные установки, резервуары-отстойники, пруды-отстойники, пруды-испарители и другие типы очистных сооружений или установок.

Для очистки сточных вод, загрязненных тетраэтилсвинцом, следует предусматривать, как правило, озонаторные установки или пруды-отстойники, рассчитанные на отстаивание сточных вод в течение 30 сут.

Требования к качеству очищенных сточных вод, используемых повторно, при отсутствии других требований в задании на проектирование следует принимать по табл. 1.31.

Степень очистки сточных вод, сбрасываемых в водные объекты, должны отвечать требованиям Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами (типовые положения) (М., 1991) и СНиП 4630.

Степень очистки сточных вод, отводимых в централизованную систему канализации, определяется техническими условиями заинтересованных организаций.

Таблица 1.31

Требуемое качество очищенных сточных вод

Виды повторного использования очищенных сточных вод	Требуемое качество очищенных сточных вод, мг/л				
	Нефть и нефтепродукты	ТЭС тетраэтил-свинец	Взвешенные вещества	БПК полн.	РН
1. Мытье площадок со сливо-наливными устройствами или эстакадами, площадок стоянки автотранспорта, мытье резервуаров (при их зачистке)	20	отсутствие	20	15 – 20	6,5
2. Пополнение противопожарного запаса					
а) на охлаждение	20	то же	20	15 – 20	7 – 8
б) на приготовление раствора ПО	0,05	то же	20	15 – 20	7 – 8
3. Подписка оборотной системы продуктовых насосных, системы промводоснабжения котельной, собственные нужды очистных сооружений (промывка фильтров, уплотнение сальников, пополнение потерь в оборотной системе)	2 – 3	то же	2 – 3	3 – 4	7 – 8
4. Полив дорог и площадок очистных сооружений	2 – 3	то же	2 – 3	3 – 4	7 – 8

Нефтеловушки пропускной способностью не более 15 л/с допускается объединять в одном блоке со сборным резервуаром уловленных нефти и нефтепродуктов и с камерой для установки насосов.

Земляные канализационные сооружения (пруды-отстойники, пруды-испарители, шламонакопители и др.) СНН, а также аварийные земляные сооружения должны иметь противофильтрационную защиту откосов и днищ (экраны из полимерных пленок, глины и др.), исключающую загрязнение нефтью и нефтепродуктами почв, грунтов и подземных вод.

Сбор уловленных нефти и нефтепродуктов от всех сооружений производственной и производственно-дождевой канализации (нефтеловушек, прудов-отстойников, флотационных установок и др.) следует предусматривать в отдельный резервуар объемом, определяемым из условия опорожнения резервуара насосом в течение 10 мин, но во всех случаях – не менее 5 м³.

Канализационные насосные станции для перекачки уловленных нефти и нефтепродуктов следует проектировать по нормам проектирования продуктовых насосных станций склада.

Наземные резервуары со стационарной крышей для обезвоживания уловленных на очистных сооружениях нефти и нефтепродуктов (разделочные резервуары), для регулирования количества сточных вод, поступающих на очистные сооружения склада (буферные резервуары), и резервуары-отстойники следует проектировать в соответствии с нормами, установленными настоящей главой СНБ для резервуарных парков и резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Пожаротушение для указанных резервуаров не предусматривается.

В канализационных насосных станциях СНН допускается предусматривать установку в одном помещении насосов для перекачки производственных сточных вод, уловленных нефти и нефтепродуктов, осадка из канализационных очистных сооружений (нефтеловушек, флотационных установок и др.), а также бытовых сточных вод.

16. Теплоснабжение, отопление и вентиляция

Теплоснабжение, отопление и вентиляцию зданий и сооружений СНН следует проектировать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05, СНиП 2.04.07, СНиП II-35, СНиП 2.04.01 с учетом норм настоящего раздела.

Для СНН следует предусматривать централизованное теплоснабжение, при обосновании допускается предусматривать теплоснабжение от собственной котельной.

В системах теплоснабжения для отопления и вентиляции зданий в качестве теплоносителя следует принимать воду по температурному графику (150 – 70) °С.

Допускается при обосновании применение воды по более низкому температурному графику, а также водяного пара.

Для отдельно стоящих мелких потребителей тепла (менее 30 кВт каждый) при удаленности их от ближайшей точки тепловых сетей на 100 м и более можно предусматривать электрическое отопление. Электрическое отопление помещений категорий А и Б не допускается.

Для подогрева воды единичных потребителей горячего водоснабжения допускается применять электрические водонагреватели.

Поддержание внутренней температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха следует предусматривать в производственных помещениях с постоянным (свыше 2 ч в смену) пребыванием обслуживающего персонала.

Значения внутренней температуры помещений следует принимать по СНиП 2.04.05.

Системы отопления и отопительные приборы для производственных зданий СНН следует предусматривать в соответствии с прил. 10 СНиП 2.04.05.

В помещениях категорий А и Б, имеющих приточную вентиляцию, следует проектировать, как правило, воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. При обслуживании помещения одной приточной системой, используемой для воздушного отопления, в ней следует предусматривать резервный вентиляционный агрегат.

Для дежурного отопления следует использовать, как правило, основные отопительные системы; при обосновании допускается применение специальных систем дежурного отопления с местными нагревательными приборами.

Обогрев полов открытых продуктовых насосных не предусматривается.

Прокладка трубопроводов отопления под полом помещений категорий А и Б в каналах не допускается.

Необходимый воздухообмен в производственных помещениях СНН должен рассчитываться по количеству выделяющихся в помещении вредных веществ, тепла и влаги.

При невозможности установить количество вредных выделений допускается определять воздухообмен в помещениях (объемом более 500 м³) по кратности в соответствии с табл. 1.32.

Таблица 1.32

Кратность воздухообмена в помещении

Продукты, обращающиеся в технологическом процессе	Кратность воздухообмена в 1 ч		Коэффициент увеличения при температуре продукта выше 80 °С
	при отсутствии сернистых соединений	при наличии сернистых соединений в парах в количестве более 0,05 г/м ³	
Товарная нефть	3	8	1,2
Бензин	6	8	1,5
Керосин	5	7	1,5
Дизельное топливо, битум и мазут	3	7	1,5
Смазочные масла, парафин (при отсутствии растворителей)	3,5	5,5	1,5
Отработанные нефтепродукты	12	12	1,5
Предварительно очищенные от нефти и нефтепродуктов сточные воды	2,5	–	–

При определении воздухообмена по кратности высоту помещений следует принимать:

- при высоте помещений до 4 м – 4 м;
- при высоте помещений от 4 до 6 м включительно – по фактической высоте;
- при высоте помещений более 6 м – 6 м.

Вентиляцию в помещениях зданий и сооружений СНН рекомендуется принимать в соответствии с табл. 1.33.

Вентиляцию в помещениях зданий и сооружений СНН, размещаемых смежно или на территории центральных пунктов сбора нефтяных месторождений, нефтеперерабатывающих или нефтехимических предприятий, следует проектировать по специальным нормам для этих предприятий.

Вентиляционное оборудование должно соответствовать категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности, а электродвигатели – соответствующим требованиям ПУЭ (6 изд.).

Включение систем аварийной вентиляции следует предусматривать от газоанализаторов, сблокированных с вентустановками и срабатывающих при содержании взрывоопасных паров в воздухе помещений, соответствующем 20 % нижнего концентрационного предела взрываемости (НКВЛ); газоанализаторы должны быть снабжены световой и звуковой сигнализацией.

Вентиляция в помещениях зданий и сооружений СНН

Помещение в зданиях и сооружениях СНН	Вентиляция	
	вытяжная	приточная
1	2	3
1. Помещения для насосов продуктовых насосных станций при объеме каждого более 500 м ³ ; помещения для насосов при объеме каждого помещения 500 м ³ и менее с постоянным пребыванием обслуживающего персонала; помещения для насосов в зданиях канализационных насосных станций для перекачки неочищенных производственных сточных вод (с нефтепродуктами) или уловленных нефтепродуктов с постоянным пребыванием обслуживающего персонала; помещения разливных и расфасовочных	Местные отсосы от сальников насосов при перекачке этилированного бензина, естественная из верхней зоны в объеме 1/3 и с искусственным побуждением из рабочей зоны в объеме 2/3 удаляемого воздуха (при избытках тепла до 23 Вт включительно на 1 м ³ объема помещения); естественная или искусственная из верхней зоны в объеме 2/3 с искусственным побуждением из рабочей зоны в объеме 1/3 удаляемого воздуха (при избытках тепла более 23 Вт на 1 м ³ объема помещения); аварийная вентиляция (в помещениях категорий А и Б)	С искусственным побуждением
2. Помещения, указанные в пункте 1 объемом 500 м ³ и менее с кратковременным пребыванием обслуживающего персонала (до 2 ч), а также другие производственные помещения объемом 500 м ³ и менее категорий А, Б и В (помещения узлов задвижек, регуляторов давления, узлов учета и т.п.) с кратковременным пребыванием обслуживающего персонала (до 2 ч)	Естественная из верхней зоны в объеме однократного воздухообмена в 1 ч (независимо от вида жидкостей, обращающихся в технологическом процессе) и с искусственным побуждением из рабочей зоны в объеме восьмикратного воздухообмена (для помещений категорий А и Б) в объеме пятикратного воздухообмена в 1 ч (для помещений категории В) по внутреннему объему помещения	Естественная
3. Складские неотапливаемые помещения для хранения нефтепродуктов, склад проб	Естественная в объеме однократного воздухообмена в 1 ч	Естественная
4. Помещения лаборатории для анализа нефти нефтепродуктов	С искусственным побуждением через местные отсосы	С искусственным побуждением

1	2	3
5. Помещения для электродвигателей распределительных пунктов, электроаппаратуры, щитов сигнализации и автоматики и другие помещения электроустановок (смежные с помещениями со взрывопожароопасными производствами)	В соответствии с ПУЭ (6 издание)	С искусственным побуждением
6. Помещения узлов связи (все помещения, включая аккумуляторные)	В соответствии с ведомственными нормами технологического проектирования проводных и почтовых средств связи на производственные и вспомогательные здания, утвержденные в установленном порядке	

В помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала сигналы должны подаваться по месту установки датчика и у выхода внутри помещения. В помещениях с периодическим пребыванием персонала – у входа вне помещения.

Кроме того, сигналы должны подаваться на пульт оператора.

В дополнение к автоматическому включению аварийной вентиляции следует также проектировать и ручное включение у основного входа в помещение.

Производительность аварийной вентиляции должна быть равной восьмикратному воздухообмену в 1 ч по внутреннему объему помещения независимо от высоты помещения.

Для аварийной вытяжной вентиляции следует, как правило, использовать:

- основные системы вытяжной общеобменной вентиляции, если расход воздуха обеспечивает аварийный воздухообмен, с резервными вентиляторами;
- систему аварийной вытяжной вентиляции в дополнение к основным системам, если расход воздуха основных систем не полностью обеспечивает аварийный воздухообмен, с резервными вентиляторами.

Аварийная вентиляция организованным притоком не компенсируется.

В производственных помещениях и на наружных площадках СНН следует руководствоваться ведомственными требованиями к установке датчиков стационарных газосигнализаторов.

Воздухообмен в помещениях лаборатории определяется по количеству удаляемого воздуха местными отсосами; при отсутствии вытяжных

шкафов и укрытий следует предусматривать восьмикратный воздухообмен в 1 ч по внутреннему объему помещения. Объем удаляемого воздуха из помещения лаборатории должен превышать на 10 % объем приточного воздуха. Объем воздуха, удаляемого через вытяжные шкафы, следует определять по скорости движения воздуха в расчетном проеме шкафа, принимаемом равным 0,2 м на 1 м длины шкафа, в зависимости от ПДК вредных веществ, используемых в работе:

- при ПДК более 50 мг/м^3 – 0,5 м/с;
- то же, от 20 до 50 мг/м^3 – 0,7 м/с;
- то же, от 5 до 20 мг/м^3 – 1,0 м/с;
- то же, до 5 мг/м^3 – 1,3 м/с.

В нерабочее время в лабораторных помещениях следует предусматривать естественную вытяжную вентиляцию с неорганизованным притоком.

Для помещений категорий А и Б, заглубленных более, чем на 0,5 м ниже уровня планировочной отметки земли, воздухообмен, определенный в соответствии с СНБ 3.02.01-98, следует увеличивать на восьмикратный объем заглубленной части.

Для восьмикратного дополнительного воздухообмена должна предусматриваться вытяжная система с искусственным побуждением и удалением воздуха из нижней зоны заглубленной части, или этот дополнительный объем должен быть обеспечен системой общеобменной вытяжной вентиляции с искусственным побуждением.

Если при остановке вентилятора не может быть остановлено технологическое оборудование и прекращено выделение в помещение вредных веществ, следует для этой вытяжной системы предусматривать установку резервного вентиляционного агрегата.

При размещении заглубленных помещений категорий В, Г, Д вне взрывоопасных зон СНН специальные дополнительные мероприятия по вентиляции не предусматриваются.

При проектировании вентиляции канализационных и водопроводных зданий и сооружений следует также соблюдать требования СНиП 2.04.03 и СНиП 2.04.02.

Технологические колодцы (без надземной части) перед обслуживанием должны быть провентилированы системой с искусственным побуждением (кратность воздухообмена не менее 8) с последующей проверкой газоанализатором состояния воздушной среды.

КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ «ПРОЕКТИРОВАНИЕ НЕФТЕБАЗ (СНН)»

Задание на курсовое проектирование

Исходные данные	Варианты заданий						
	1	2	3	4	5	6	7
Назначение нефтебаз	Распределительная, ж/д, с местной реализацией н/п	Распределительная, ж/д	Распределительная, трубопроводная	Распределительная, ж/д	Распределительная, ж/д	Распределительная, автомобильные	Распределительная, ж/д
Общий грузооборот, тыс. т/год	230	180	350	280	225	78	160
Номенклатура хранимых нефтепродуктов, грузооборот, тыс. т/год: топливо	Аи-95-40 Аи-93-35 Дл-50 Топочный мазут 40-30	Аи-95-5 Аи-93-10 А-76-20 Дл-20 Топочный мазут 40-25	Аи-95-50 Аи-92-50 А-76-50 Дл-50 Дз-50 Да-50 Топочный мазут 40-50	А-76-20 Аи-92-15 Аи-95-15 Б 95/13-20 Дл-10 Топочный мазут 40-60	А-76-10 Аи-92-30 Дл-50 Топочный мазут 40-30	А-76-5 Дл-30 Аи-92-10 Топочный мазут 40-10	Аи-95-40 А-76-10 Аи-92-5 Дл-10 Ф-5-10 Топочный мазут 40-25
масло	КС-19-15 ТАД-17-20 М10Г ₂ К-20	М8В ₁ -5 И-Г-А-32-5	–	М8В ₁ -10 М6 ₃ /10В-5 И-Г-А-46-15 Т ₂₂ -10 КС-19-10	КС-19-20 Т ₂₂ -5 И-Г-А-46-15	М6 ₃ /10В-10	ТАД17-5 КС-19-10

Продолжение табл.

Смазка	20	30	–	10	5	10	10
Битум	–	60	–	80	60	3	15
Расстояние до поставщика, км	400	600	400	800	1 000	100	400
Характеристика района потребления	С/х районы	Промышленные районы	Промышленные города	Промышленность потребляет 80 %	Промышленность потребляет 80 %	С/х районы	Промышленность потребляет 70 %
Средняя максимальная/ минимальная температура, °С	+22/ –15	+25/ –10	+20/ –35	+18/ –10	+20/ –15	+25/ –5	+10/ –20
	Варианты заданий						
	8	9	10	11	12	13	14
Назначение нефтебаз	Перевалочная, ж/д	Распределительная, ж/д	Распределительная, ж/д, с местной реализацией н/п	Распределительная, ж/д	Распределительная, автомобильные	Распределительная, ж/д	Распределительная, ж/д
Общий грузооборот, тыс. т/год	255	215	133	150	130	335	390
Номенклатура хранимых нефтепродуктов, грузооборот, тыс. т/ год: топливо	Аи-92-10 Ф-5-20 Да-50 Топочный мазут 40-50	Дз-10 Б 95/13-15 Топочный мазут 40-60 ТС-1-5 Да-10 Ф-5-15	Аи-92-15 А-76-10 Дл-10 Ф-12-5 Топочный мазут 40-8	А-76-5 Аи-92-10 Дл-15 ТС-1-5 Топочный мазут 40-25	Б 95/13-10 Аи-95-10 Дл-15 А-76-10 Топочный мазут 40-30	А-76-10 Аи-93-15 Топочный мазут 40-60 Ф-5-20	А-76-50 Дз-60 Топочный мазут 40-20 Аи-92-40

Продолжение табл.

масло	КС-19-50	Т ₂₂ -20 КС-19-15 И-Г-А-46-10 ТАД 17-15	И-Л-С-22-10 Т ₂₂ -15 КС-19-10	И-Г-А-32-15 КС-19-5	М4 ₃ /8В ₂ Г ₁ -10	КС-19-20 Т ₂₂ -40 И-Г-А-32-20	И-Г-А-46-80 КС-19-30
Смазка	15	10	20	10	15	50	30
Битум	60	30	30	60	30	100	80
Расстояние до поставщика, км	600	800	1 200	800	400	1 200	1 400
Характеристика района потребления	Промышленность потребляет 70 %	Промышленные города	Промышленность потребляет 30 %	Промышленные районы	С/х районы	Промышленные районы	С/х районы
Средняя максимальная/ минимальная температура, °С	+25/ -35	+22/ -15	+20/ -15	+22/ -10	+18/ -15	+18/ -15	+22/ -10
	Варианты заданий						
	15	16	17	18	19	20	21
Назначение нефтебаз	Распределительная, автомобильные	Распределительная, ж/д	Распределительная, ж/д, с местной реализацией н/п	Распределительная, автомобильные	Распределительная, ж/д	Распределительная, ж/д	Распределительная, автомобильные
Общий грузооборот, тыс. т/год	115	135	180	175	280	130	135
Номенклатура хранимых нефтепродуктов, грузооборот, тыс. т/ год: топливо	А-76-5 Аи-92-10 Дл-30 Топочный мазут 40-30	Аи-95-10 Аи-92-30 Дл-40 Топочный мазут 40-10	А-76-20 Дл-30 Ф-5-30 Топочный мазут 40-10	А-76-20 Аи-92-10 Ф-5-20 Топочный мазут 40-35	А-76-30 Дл-40 Да-40 Топочный мазут 40-60	Топочный мазут 40-15 Аи-92-10 Аи-95-15 Дл-5	А-76-10 Дл-40 Топочный мазут 40-20

Окончание табл.

масло	М8В ₁ -10	М8В ₁ -10 Т ₂₂ -15	КС-19-10 ТАД17-20	ТАД17-20 КС-19-10	Т ₂₂ -20	М8В ₁ -10 М6 ₃ /10В-15	М8В ₂ -10 М10 Г ₂ -5
Смазка	10	5	20	20	10	15	20
Битум	20	15	40	40	80	45	30
Расстояние до поставщика, км	400	1 000	400	400	1 400	1 000	400
Характеристика района потребления	С/х районы	Промышлен- ные города	Промыш- ленность потребляет 70 %	Промыш- ленность потребляет 70 %	Промыш- ленность потребляет 30 %	Промыш- ленность потребляет 70 %	С/х районы
Средняя максимальная/ мини- мальная температура, °С	+20/ -15	+18/ -10	+15/ -15	+18/ -15	+20/ -10	+18/ -15	+20/ -15

Общие указания к выполнению курсового проекта

В ходе выполнения курсового проекта студент должен получить представления о современных методах проектирования и навыки проектирования объектов по обеспечению нефтепродуктами, расчета параметров основного и вспомогательного технологического оборудования, требованиях, предъявляемых к проектированию, эксплуатации, промышленной безопасности, знания научно-технической документации в области проектирования и эксплуатации таких объектов как нефтебазы, нефтехранилища и др.

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

Все расчеты представляются в пояснительной записке и сопровождаются пояснительным текстом.

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

Графическая часть проекта выполняется на листе формата А1, который должен содержать следующий материал:

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

Расчетно-пояснительная записка должна состоять из следующих разделов:

Введение

Краткая характеристика нефтебаз:

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

1. Технологическая часть

1.1. Хранение нефтепродуктов

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

1.1.2. Выбор резервуаров для хранения светлых и темных нефтепродуктов

1.1.3. Выбор оборудования резервуаров

1.1.3.1. Расчет дыхательных предохранительных клапанов, вентиляционных патрубков и пеногенераторов

1.1.4. Хранение нефтепродуктов в таре

1.2. Прием и отгрузка нефтепродуктов

1.2.1. Расчет числа наливных маршрутов

1.2.2. Расчет и выбор эстакад

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

1.3. Гидравлический расчет

1.3.1. Гидравлический расчет трубопроводных коммуникаций

1.3.2. Подбор насосного оборудования

2. Подогрев нефтепродуктов

2.1. Расчет подогрева нефтепродуктов в емкостях

3. Отработанные нефтепродукты

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

5. Связь и сигнализация

6. Электрохимическая защита

7. Требования к системам водоснабжения и канализации

8. Теплоснабжение, отопление и вентиляция

9. Описание технологической схемы нефтебазы

10. План размещения объектов нефтебаз и их описание

11. Литература

Модуль 2

СВОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ВЕЩЕСТВ И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЁТА

Введение

С развитием техники повышаются требования к ассортименту и качеству нефтей и нефтепродуктов, что, в свою очередь, требует совершенствования процессов их производства. Поэтому качества как товарной нефти, так и продуктов ее переработки подлежат обязательному контролю. Организацию контроля качества невозможно осуществлять без стандартов на нефтепродукты и методов их испытания. Задачи стандартизации многообразны. Это и удовлетворение более высоких требований к выпускаемой продукции, технологии транспорта, защита интересов потребителя, а также и изготовителя – от необоснованных претензий.

Государственная система стандартизации предусматривает следующие категории стандартов: государственные на нефтепродукты (ГОСТ), отраслевые (ССТ), республиканские (РСТ), стандарты предприятий (СТП), технические условия (ТУ).

Соблюдение государственных стандартов обязательно для всех предприятий и организаций, причастных к транспорту и хранению нефтей и нефтепродуктов, тогда как другие имеют ограниченную сферу влияния. В этих документах устанавливается перечень формулируемых физико-химических, наиболее важных эксплуатационных свойств, допустимые значения ряда констант, имеющих специфическое назначение и условия использования.

Под **качеством** нефти и нефтепродуктов понимают совокупность свойств, обеспечивающих их пригодность для использования по назначению. Свойства принято разделять на две основные группы: **физико-химические** и **эксплуатационные**.

К **физико-химическим** относятся свойства, характеризующие состояние нефти и нефтепродуктов и их состав (например, плотность, вязкость, фракционный состав). **Эксплуатационные** свойства, характеризующие полезный эффект от использования нефтепродукта по назначению, определяют область его применения. Часто на практике нефтепродукты и нефти характеризуются уровнем качества. Оптимальным уровнем считается такой, при котором достигается наиболее полное удовлетворение требований потребителя. Уровень качества зависит от уровня каждого

свойства и его значимости. Количественную характеристику одного или нескольких свойств, составляющих качество продукции, называют **показателем качества**. Относительную характеристику качества, основанную на сравнении значений показателей качества оцениваемой продукции с базовыми значениями, называют **уровнем качества**. Например, качество нефти, удовлетворяющее требованиям НПЗ, должно соответствовать ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий». Некоторые показатели качества приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Показатели качества товарной нефти

Показатель	Группа нефти			Метод испытаний, погрешность, %
	I	II	III	
Содержание воды, %, не более	0,5	1	1	ГОСТ 2477-65, 6,0
Содержание хлористых солей, мг/л, не более	100	300	900	ГОСТ 21534-76, 10,0
Содержание мех. примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05	ГОСТ 6370-83, 20,0
Давление насыщенных паров, кПа, не более (ГОСТ 1756-52)	66,7	66,7	66,7	СТ СЭВ 3654-82

Большинство методов оценки и анализа свойств и качества стандартизовано по назначению. Они подразделяются на **приемосдаточные, контрольные, полные, арбитражные и специальные**.

Приемосдаточный анализ проводят для установления соответствия произведенного, поступившего или отгруженного нефтепродукта показателям качества.

Контрольный анализ проводят в процессе приготовления или хранения нефтепродукта.

Полный анализ позволяет дать оценку качества по основным эксплуатационным свойствам для партии продукта, отгружаемой с завода, или перед «закладкой» продукта на длительное хранение.

Арбитражный анализ выполняют на главном предприятии отрасли по данному виду продукции или в нейтральной компетентной лаборатории в случае возникновения разногласия между поставщиком и потребителем. Число контролируемых показателей при этом может быть различным.

Специальный анализ проводится по узкой группе нефтепродуктов. Например, определение фракционного состава нефтей, стабильность масел.

Тот или иной метод анализа дает надежные результаты только тогда, когда его проводят в установленных стандартами условиях. Всякое отсту-

пление от стандартных методов не допускается. Свойства нефтей и нефтепродуктов многообразны и способны оказывать взаимное влияние, поэтому требуют всестороннего изучения.

Схема изучения материала

№	Тема занятий	Тип занятия	Вид (форма) занятий)	Количество часов
1	Классификация и физико-химические свойства нефтей и нефтепродуктов. Фракционный состав. Плотность и молекулярная масса	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Давление насыщенных паров. Вязкость. Теплофизические свойства нефти и нефтепродуктов. Технические характеристики	Изучение нового материала	Лекция	2
3	Плотность и молекулярная масса	Предварительный контроль	Практическое занятие	1
4	Методы расчёта плотности и молекулярной массы нефтепродуктов	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
5	Определение вязкостно-температурной зависимости нефтепродуктов	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторное занятие	2

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Классификация и физико-химические свойства нефтей и нефтепродуктов

Нефть и нефтепродукты представляют собой сложную жидкую смесь близки кипящих углеводородов и высокомолекулярных углеводородных соединений с атомами кислорода, серы, азота, некоторых металлов и органических кислот. Определить индивидуальный химический состав нефти практически невозможно, поэтому ограничиваются определением группового химического состава, т.е. отдельных рядов и групп углеводородов.

Несмотря на многообразие углеводородов, основными структурными элементами нефти являются углерод и водород, а элементарный состав колеблется в небольших пределах: углерод 83 – 87 %, водород 11 – 14 %. На долю других элементов, объединяемых группой, приходится смолисто-

асфальтеновые вещества, представляющие собой высокомолекулярные органические соединения, содержащие углерод, водород, серу, азот и металлы. В нефти можно обнаружить более половины элементов таблицы Менделеева.

Углеводороды, различающиеся содержанием углерода и водорода в молекуле, а также строением, являются основным компонентом нефти. Углеводороды принято разделять на парафиновые (насыщенные алканы), нафтеновые и ароматические. Преобладание той или иной группы углеводородов придает этим продуктам специфические свойства. В зависимости от преобладания в нефти одного из трех представителей углеводородов (более 50 %) нефти именуются как метановые, нафтеновые или ароматические. Приведенная выше классификация нефтей по углеводородному составу позволяет дать новое определение нефти: нефть представляет собой раствор чистых углеводородов и гетероатомных органических соединений, т.е. углеводородов, содержащих в молекуле атомы кислорода или азота, или серы. Именно раствор, а не смесь, причем не обычный раствор, а раствор различных соединений друг в друге.

Физико-химические и теплофизические свойства некоторых нефтей и чистых углеводородов представлены в табл. 2.2, 2.3.

Таблица 2.2

Физико-химические свойства нефтей (ТУ-39-1623-93)

№ п/п	Наименование показателя	Норма для типа				Метод испытания, погрешность
		I	II	III	IV	
1	Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более	850	870	890	895	По ГОСТ 3900-85, 0,1 %
2	Выход фракций, % (об.), не менее: при температуре до 200 °С; при температуре до 300 °С; при температуре до 350 °С	25 45 55	21 43 53	21 41 50	19 35 48	По ГОСТ 2 177-82, 5,0 %
3	Массовая доля серы, %, не более	0,6	1,8	2,5	3,5	По ГОСТ 1437-75, 4,0 %
4	Массовая доля парафина, %, не более	6	6	6	Не нормируется	По ГОСТ 11851-85, 10,0 %
5	Концентрация тяжелых металлов: ванадия, никеля и др.	До 01.01.94 г. не нормировалась. Определение производят для набора данных				По ГОСТ 103 64-90, 10,0 %

Таблица 2.3

Физико-химические свойства чистых углеводородов

Параметр	Метан	Этан	Этилен	Пропан	Пропилен	<i>n</i> -бутан	Изобутан	<i>n</i> -бутилен	Изобутилен	Пентан
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Химическая формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₈	C ₅ H ₁₂
Плотность газовой фазы, кг/м ³	0,72	1,356	1,261	2,019	1,915	2,703	2,665	2,55	2,5	3,457
Плотность по воздуху: н. у.; (кг/м ³) ст.у.	0,55 0,52	1,05 0,98	0,98 0,91	1,55 1,44	–	2,99 1,95	–	2,0 1,8	–	2,65 2,48
Температура кипения, °С	–161	–88,5	–103,7	–42,1	–47,7	–0,5	–11,13	–6,9	3,12	36,07
Температура критическая, °С	–82,1	32,3	9,7	96,8	92,3	152	134,98	144,4	155	196,6
Давление критическое, МПа	4,58	4,82	5,03	4,21	4,54	3,74	3,62	3,945	4,1	3,33
Удельная теплоемкость газа C_p , C_v жидкости, кДж/кг·°С	2,171 1,654 3,461	1,65 1,373 3,01	1,465 1,163 2,415	1,554 1,365 2,23	1,432 1,222	1,596 1,457 2,239	1,596 1,457 2,239	1,487 1,339	1,604 1,339	1,6 1,424 2,668
Скрытая теплота испарения, кДж/кг	512,4	487,2	483	428,4	441	390,6	382,9	441,6	399	361,2

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Температура воспламенения, °С	545 – 800	530 – 694	510 – 543	504 – 588	455 – 550	430 – 569	490 – 510	440 – 500	400 – 440	284 – 510
Октановое число	110	125	100	125	115	91	99	80	87	64
Вязкость газа ν , $10^6 \text{ м}^2/\text{с}$	14,71	6,45	7,548	3,82	4,11	2,55	2,86	3,12	3,18	2,18
Вязкость жидкости η , $10^6 \text{ Па}\cdot\text{с}$	66,64	162,7	–	135,2	130,5	210,8	188,1	–	–	284,2
Пределы взрываемости при н.у., %: нижний; верхний	5 15	3 12,5	3 32	2 9,5	2 11	1,7 8,5	1,7 8,5	1,7 9	1,7 8,9	1,35 8
Коэффициент C в уравнении Сотерланда	164	252	225	278	–	377	–	329	–	382
Плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$, н.у. Ст.у.	300 120	390 230	370 230	500 390	–	520 540	–	610 560	–	620 640
Удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К)	519	276	296	189	–	143	–	148	–	115

2. Фракционный состав

Разделение многокомпонентных смесей на части, состоящие из углеводородов, близких по составу, называют **фракциями**. Нефть и нефтепродукты имеют температуру начала кипения $t_{н.к.}$ и конца кипения $t_{к.к.}$. Фракционный состав нефтяной смеси определяется обычно простой перегонкой или ректификацией, а на практике его определяют стандартным перегонным аппаратом и измеряют в объемных или массовых единицах. Разделение таких сложных смесей, как нефть и конденсат, на более простые называют **фракционированием**.

Нефтепродукты и конденсаты, получаемые из нефти, являются фракциями, выкипающими в достаточно узких температурных пределах, определяемых техническими условиями. При перегонке нефти, имеющей типичный состав, можно получить: 31 % бензиновых фракций, 10 % керосиновых, 51 % дизельных, 20 % базового масла и около 15 % мазута.

Эти фракции являются базовыми для получения товарных нефтепродуктов, ассортимент которых достаточно велик и весьма разнообразен. Отечественной промышленностью освоен выпуск свыше 500 наименований нефтепродуктов.

Условно товарные нефтепродукты делятся на **светлые, темные, пластичные смазки и нефтехимические продукты**. К **светлым** нефтепродуктам относят бензины, керосины, топлива для реактивных двигателей, дизельные топлива. **Темные** нефтепродукты – это различные масла и мазуты.

В процессе перегонки составляющие его компоненты отгоняются в порядке возрастания их температур кипения. Обычно бензиновые фракции выкипают в пределах 35 – 205 °С, керосиновые – 150 – 315 °С, дизельные – 180 – 420 °С, тяжелые масляные дистилляты – 420 – 490 °С, остаточные масла – выше 490 °С.

Перегонку нефтепродуктов с температурами кипения до 370 °С ведут при атмосферном давлении, а с более высокими – в вакууме или с применением водяного пара (для предупреждения их разложения). Автомобильные бензины А-72, А-76, АИ-93 имеют практически один и тот же фракционный состав. Авиационные бензины отличаются повышенным содержанием легких фракций. Содержание в продукте тех или иных фракций определяется техническими условиями на данный нефтепродукт и зависит от его назначения.

При обработке данных о свойствах нефтей для определения фракций Φ_p , выкипающих при температуре до 200 °С, используется следующая эмпирическая зависимость

$$\Phi_p = \eta_0^{0,67}, \quad (2.1)$$

где Φ_p – фракционный состав нефти при 200 °С, % вес;

η_0 – параметр, характеризующий степень изменения динамической вязкости при изменении температуры.

Для нефтей с динамической вязкостью $\eta_{20} \leq 37$ Па·с и плотностью $\rho_{20} = 795 - 890$ кг/м³ параметр η_0 можно определить по формуле

$$\eta_0 = \frac{\eta_{20} - \eta_{50}}{\eta_{20}\eta_{50}}, \quad (2.2)$$

где η_{20} и η_{50} – динамическая вязкость нефти соответственно при температурах 20 и 50 °С, Па·с.

Обработка полученных результатов методами математической статистики позволила уточнить предложенную формулу и рекомендовать ее к использованию в следующем виде

$$\Phi_m = K_{\Gamma} \left(\frac{\eta_{20} - \eta_{50}}{\eta_{20}\eta_{50}} \right)^n, \quad (2.3)$$

где K_{Γ} – коэффициент, учитывающий глубину стабилизации нефти на промысле или потерю нефти в резервуарных парках;

n – показатель вязкости, для Башкортостана и Куйбышевской области $n = 0,680$, Татарстана – 0,685, Саратовской области, Западной и Восточной Сибири – 0,66, Сахалинской области – 0,655, Пермской области и Удмуртии, Казахстана – 0,675, для туркменских, узбекских и таджикских нефтей – 0,64.

Таким образом, при отсутствии фактических данных об углеводородном составе нефти для практических инженерных расчетов можно рекомендовать (2.3), обеспечивающую погрешность расчетов не более 10 %.

Известно, что физические свойства нефти зависят от преобладания в них отдельных углеводородов или различных их групп. Например, большое содержание в нефти парафинов, смол и асфальтенов повышает ее вязкость, особенно при пониженных температурах. В зависимости от состава и ряда свойств нефтей производится их классификация, позволяющая выбрать наиболее целесообразный способ транспортировки и хранения.

Парафин при перекачке высокопарафиновых нефтей откладывается на внутренних стенках трубопровода. В магистральных трубопроводах толщина отложений парафина достигает 30 мм. Чтобы предотвратить это явление, при транспортировке нефтей применяют способ горячей перекачки. При этом каждые 250 – 150 км длины трубопровода нефть дополнительно подогревают. Одним из крупнейших в мире горячих нефтепроводов является трубопровод Узень – Гурьев – Куйбышев, перекачивающий высокопарафинистые мангышлакские нефти. Мангышлакские нефти перед закачкой в трубу нагревают до 67 – 77 °С.

По содержанию серы по ГОСТ 9965-76 нефти подразделяются на три класса: **малосернистые** (до 0,6 % серы), **сернистые** (от 0,61 до 1,80 %) и **высокосернистые** (более 1,8 %). Сера в нефти находится в виде сероводорода, меркаптанов и сульфидов (до 6 %), иногда – в свободном виде. Сера и ее соединения активно взаимодействуют с металлами, вызывая сильную коррозию. Известно, что в пластовых условиях в нефти всегда растворено некоторое количество газа, имеющего в своем составе, кроме углеводородов, и неуглеводородные газы – азот, углекислый газ и др. Азот, как примесь безвредная и инертная, почти не контролируется анализами. Его содержание в нефтях обычно не превышает 1,7 %.

Газ, который извлекается из недр, принято называть **попутным**. Газ, выделяющийся в промысловых системах, называю **нефтяным газом**. Количественное содержание газа в нефти характеризуется так называемым **газовым фактором**. Иногда в нефти растворяется до 1 000 м³ газа на 1 м³ нефти. В зависимости от состава газ подразделяют на **сухой** (легкий) и **жирный** (тяжелый). Сухой газ состоит преимущественно из легких углеводородов метана и этана. В жирном газе содержание фракций пропана, бутана и выше достигают таких величин, что из него можно получать сжиженные газы, газовый бензин или конденсаты. Нефть, содержащую газ, принято называть **газонасыщенной нефтью**.

3. Плотность и молекулярная масса

Плотностью называется количество покоящейся массы в единице объема. Определение плотности нефти и нефтепродуктов весьма облегчает возможные расчеты, связанные с расчетом их массового количества. Учет количества нефти и нефтепродуктов в объемных единицах вызывает некоторые неудобства, т.к. объем жидкости меняется с изменением температуры. Плотность имеет размерность кг/м³. Поэтому, зная объем и плотность, при приеме, отпуске и учете нефти и нефтепродуктов можно выражать их количество в массовых единицах, т.к. масса не зависит от температуры.

На практике часто имеют дело с **относительной плотностью** нефти и нефтепродукта, которая определяется отношением их массы при температуре определения к массе чистой воды при +4 °С, взятой в том же объеме. Плотность воды при +4 °С имеет наибольшее значение и равна 1 000 кг/м³. Относительную плотность принято определять при +20 °С, что обозначается символом ρ_{20} . Относительная плотность нефтей и нефтепродуктов при +20 °С колеблется в пределах от 0,7 до 1,07.

Удельным весом называется вес единицы объема, т.е. сила притяжения к земле единицы объема вещества

$$\gamma = \rho g , \quad (2.4)$$

где ρ - плотность вещества, кг/м³;
 g – ускорение силы тяжести, м²/с.

Существует также понятие **относительного удельного веса**, численная величина которого равна численной величине относительной плотности. Плотность и удельный вес нефти и нефтепродуктов зависят от температуры. Для пересчета плотности при одной температуре на плотность при другой может служить следующая формула

$$\rho_i = \rho_{20} - \xi(t - 20), \quad (2.5)$$

где ξ – поправка, на изменение плотности при изменении температуры на 1 °С;

ρ_{20} – плотность нефти или нефтепродукта при $t = +20$ °С.

Значения ρ некоторых простых углеводородов приведены в табл. 2.4.

Плотность нефтей и нефтепродуктов для практических измерений считается аддитивной величиной, т.е. средняя плотность нескольких нефтепродуктов или нефтей может быть вычислена по правилу смешения

$$\rho_{см} = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^n V_i \rho_i, \quad V = \sum_{i=1}^n V_i , \quad (2.6)$$

где ρ – плотность i -го нефтепродукта объемом V_i в общем объеме V .

На практике плотность нефтепродуктов, нефтей и их смесей определяют ареометрическим, пикнометрическим способами или взвешиванием, например, на весах Вестфаля – Мора.

Плотность газа можно определить из соотношения молекулярной массы, выраженной в килограмм-молекулах (кмоль), к общему объему одной килограмм-молекулы, который согласно закону Авогадро составляет 22,412 м³.

$$\rho_2 = \frac{\mu_2}{22,412}. \quad (2.7)$$

Из закона Авогадро также следует, что плотности газов относятся между собой как их молекулярные массы.

Относительная плотность $\rho_{отн}$ – отношение плотностей газа ρ_2 к плотности стандартного вещества, например, воздуха $\rho_в = 1,293 \text{ кг/м}^3$ при определенных физических условиях.

Плотность большинства нефтей находится в пределах $825 - 900 \text{ кг/м}^3$ (табл. 2.5).

При попадании механических примесей, испарении, растворении в воде, окислении, эмульгировании, солнечной радиации изменяются масса и свойства нефти. Плотность нефти – важный фактор, который следует учитывать при очистке водных поверхностей. При плотности нефти, приближающейся к 900 кг/м^3 , возникает угроза ее осаждения на дно. Это же явление наблюдается и при уменьшении плотности воды вследствие понижения ее температуры с $+4$ до $0 \text{ }^\circ\text{C}$. Однако, нефть может всплыть на поверхность даже через большой промежуток времени при повышении ее температуры и соответствующем изменении плотности.

Скорость испарения нефти определяется температурой t_n , скоростью ветра v_B , продолжительностью испарения τ и высотой взлива $h_{вз}$

Многочисленные экспериментальные данные (более 400) по изменению плотности нефтей были обработаны методом наименьших квадратов, и в результате была получена эмпирическая зависимость

$$\frac{\rho}{\rho_n} = 1 + 0,057 \left(\frac{\sigma}{\Phi} \right)^{0,5}, \quad (2.8)$$

где ρ , ρ_n – плотность нефти при величине потерь σ исходной нефти, кг/м^3 .

Очевидно, что в зависимости от состава нефти изменяются и свойства конденсата. Зависимость плотности конденсата от температуры линейна и с достаточной точностью описывается формулой

$$\rho_t = \rho_{20} + 0,6(20 - t), \quad (2.9)$$

где ρ_{20} – плотность при $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, кг/м^3 .

Для стабильного конденсата (СК) можно использовать формулу

$$\rho_t = \rho_{20} + 0,56(20 - t). \quad (2.10)$$

Таблица 2.4

Плотность чистых углеводородов

Углеводород	Плотность при температуре, °С									
	-10	-5	0	+5	+10	+15	+20	+30	+40	+50
CH ₄	329,1	317,3	303,3	297,0	287,7	278,8	270,2	–	–	–
C ₂ H ₆	441,6	431,5	420,9	403,2	395,4	381,5	364,4	–	–	–
C ₃ H ₈	545,4	539,0	532,6	526,0	519,2	512,3	505,1	485,5	468,9	451,3
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	611,9	505,5	501,0	595,3	589,9	584,3	578,6	557,3	565,2	542,6
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	592,6	585,8	581,0	575,1	539,1	553,1	553,9	544,8	591,8	518,2
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	554,8	630,0	645,2	670,3	635,4	530,5	625,7	615,3	506,2	595,4
C ₅ H ₁₂	650,9	647,9	642,1	633,8	630,8	625,5	620,4	615,0	512,4	609,4
C ₆ H ₁₄	585,0	580,5	676,1	671,7	657,2	662,7	658,1	650,0	640,9	631,5
C ₇ H ₁₆	706,9	702,7	698,5	694,4	690,2	686,0	681,7	675,8	673,1	670,2
C ₉ H ₁₈	724,0	720,1	716,1	712,2	708,2	704,2	700,2	696,2	690,8	687,1
C ₉ H ₂₀	741,2	737,5	735,8	730,1	723,3	722,6	718,9	714,0	710,1	705,2
C ₁₀ H ₂₂	719,3	745,6	742,0	738,4	734,7	731,1	727,4	723,2	718,8	715,9

Таблица 2.5

Физико-химические свойства нефтей

Месторождение нефти	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Кинематическая вязкость, сСт, при		Температура, °С	
		t=20 °С	t=50 °С	застывания	кипения
Ромашкинское	862	14,22	5,9	–	+65
Гуймазинское	852	7,072	3,24	–59	–
Мухановское	840	7,65	3,46	–8	–
Узеньское	860	при 40° 24,0	11,18	+31	+77
Трехозерное	848	9,75	2,98	–	+85,5
Тетерево-Мартымынское	825	4,12	2,17	–	+61
Правдинское	854	10,76	4,75	–	+72
Салымское	826	4,54	2,17	ниже –16	+50
Южно-Балыкское	868	16,58	8,53	–	+81
Мамонтовское	878	21,51	8,15	–	+90
Усть-Балыкское	874	17,48	8,37	–	+71,7
Лянторское	887	16,14	7,11	–	+80
Зап.-Сургутское	885	41,60	12,11	–	+84
Холмогоровское	860	7,83	3,53	–	+64
Покачаевское	865	5,52	3,88	–9	+79
Мегионское	850	7,82	3,56	–	+77
Советское	852	6,13	3,41	–	+62
Самотлорское	851	4,94	2,49	–	+59
Варьеганское	832	4,37	1,78	–1	+32
Первомайское	844	4,30	2,14	ниже –16	+57

Состав жидкой смеси (конденсата) характеризуется массовыми или молярными концентрациями входящих в нее индивидуальных углеводородов.

При известном составе конденсата (если задана массовая концентрация компонентов) средняя его плотность определяется по формуле

$$\rho_{см} = \frac{100}{\sum_{i=1}^n x_i \frac{\mu_i}{\rho_i}}. \quad (2.11)$$

Если известна объемная концентрация x_i компонентов, %, то

$$\rho_{см} = \frac{100\mu}{\sum_{i=1}^n x_i \frac{\mu_i}{\rho_i}}, \quad (2.12)$$

где μ – молекулярная масса конденсата, кг/моль;

μ_i, ρ_i – молекулярные массы и плотности индивидуальных компонентов, кг/моль, кг/м³.

Однако (2.11, 2.12) можно воспользоваться при наличии информации о концентрациях всех входящих в смесь углеводородов.

На практике же, как правило, состав определяется полностью до бутана (C₄H₁₀) или, в лучшем случае, до гексана (C₆H₁₄) включительно, а все остальные компоненты объединяются в остаток (или псевдокомпонент) C_{5+B} (или C_{7+B}). Решение проблемы осложняется еще и тем обстоятельством, что, как показывает анализ данных, не только различаются по составу разные конденсаты, но с течением времени меняется состав одного и того же конденсата.

С целью уточнения коэффициентов теоретической модели (2.11) был проведен пассивный эксперимент с ДК. Выборка содержала 362 точки. Зависимость искалась в виде следующего уравнения регрессии

$$\rho = \frac{100}{h_0 + \sum_{i=1}^n b_i \frac{G_i}{\rho_i}}, \quad (2.13)$$

где $G_i = x_i \mu_i$.

С учетом найденных коэффициентов искомую зависимость можно представить в следующем виде

$$\rho = \frac{100}{0.14 + 1,645 \frac{G_1}{\rho_1} + 0,192 \frac{G_2}{\rho_2} + 0,53 \frac{G_3}{\rho_3} + 0,173 \frac{G_4}{\rho_4} + 0,123 \frac{G_5}{\rho_5} + 0,005 \frac{G_6}{\rho_6}}. \quad (2.14)$$

Молекулярную массу можно вычислить по уравнению В.П. Воинова, если известна средняя температура кипения нефтяных фракций,

$$\mu = 60 + 0,3t_k + 0,001t_k^2, \quad (2.15)$$

где t_k – средняя температура кипения фракции, рассчитанная как среднеарифметическая от температур, при которых перегоняются одинаковые объемы продукта, °С.

Существует ряд уравнений, уточняющих значение молекулярных масс нефтей конкретных месторождений, например, для нефтей Поволжья, Урала, Западной Сибири – уравнения Н.П. Жмыхова, М.С. Хоца

$$\frac{100}{\mu} = \frac{2,04 \cdot 10^{-3}}{\rho_{20}} - 1,95, \quad (2.16)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при 20 °С, кг/м³.

Для арланских высокосернистых нефтей и ее фракций Л.М. Креймер предлагает зависимость следующего вида

$$\mu = (160 + 5K) - 0,075t + 0,000156 Kt^2,$$

где K – коэффициент, зависящий от температуры и плотности.

Теоретически молекулярная масса смеси аддитивно складывается из молекулярных масс отдельных компонентов. Однако для этого необходимо знать молярные (объемные) концентрации всех компонентов, входящих в данную смесь. Кроме того, как в стабильном, так и в деэтанализованном конденсате практически всегда находятся углеводородные газы, которые «смазывают» законы, полученные для чистых веществ, существенно изменяя такие параметры, как давление насыщенных паров, вязкость и температуру начала кипения. Вероятно, для ДК ($\rho < 780$ кг/м³) математическая модель имеет вид:

для ДК ($\rho < 780$ кг/м³)

$$\mu_{ДК} = 0,2432\rho_{20} - 65; \quad (2.17)$$

для СК ($\rho > 740 - 800$ кг/м³)

$$\mu_{СК} = 0,786\rho_{20} - 474,63. \quad (2.18)$$

В связи с тем, что состав конденсата определяется не полностью, а чаще всего до гексана, можно определить влияние псевдокомпонента на молекулярную массу смеси, используя математическую модель следующего вида

$$\mu = 0,0164\left(\sum_{i=1}^5 G_i \mu_i\right) + 0,0123(G_6 \mu_6), \quad (2.19)$$

где μ – молекулярные массы индивидуальных углеводородов;

G_i – процентное содержание индивидуальных углеводородов в смеси.

По данным статистического анализа модель удовлетворительно описывает эксперимент с коэффициентом множественной корреляции $R = 0,98$ и может быть использована в инженерных расчетах.

На простом примере покажем простоту механизма использования рассмотренного показателя μ . Допустим, при аварийно-восстановительных работах была допущена утечка нефтепродукта массой m_y , собранной оказалась часть m_c . Молекулярная масса паров углеводородов, испарившихся с поверхности – μ_n . Согласно этим исходным данным представляется возможным определить объем паров V_n , испарившихся с поверхности жидкого углеводорода (при нормальных условиях), используя, например, закон Авогадро,

$$\frac{m_c}{\rho_n} = V_n = \frac{(m_y - m_c)}{\rho_n} = 22,41 \frac{(m_y - m_c)}{\mu_n}, \quad (2.20)$$

где μ_n – молекулярная масса паров углеводорода, кг/моль;

ρ_n – плотность паров при $\rho_{ам}$ и 273°C , кг/м³;

m_u – масса испарившейся части, кг.

4. Давление насыщенных паров

Давление насыщенных паров – это давление пара, находящегося в равновесии с жидкостью при данных термодинамических условиях и соотношении объемов фаз. Такая характеристика позволяет судить о склонности нефтей и нефтепродуктов к образованию паровых пробок, например, в трубопроводе, потерях при испарении и хранении в резервуарах и т.д., и является основным показателем испаряемости и стабильности товарных нефтепродуктов.

Давление насыщенных паров P_s химически однородных жидкостей и азеотропных (не изменяющих свой состав в процессе испарения) веществ изучено достаточно хорошо. Установлено, что P_s зависит от температуры и может быть определено с помощью простой формулы

$$P_{ST} = kP_{ST}^{(T-T_0)}, \quad (2.20)$$

где P_{ST} – давление насыщенных паров при температуре T , Па;

P_{ST0} – давление насыщенных паров при известной температуре T_0 , Па;

k – эмпирический коэффициент.

Давление P_S паров индивидуальных углеводородов и нефтяных фракций можно определить, пользуясь различными графиками или, например, по табл. 2.6.

Таблица 2.6

Давление насыщенных паров алканов (P_{abc})

$^{\circ}\text{C}$	Давление, МПа								
	C_2H_5	C_3H_8	$i\text{C}_4\text{H}_{16}$	C_4H_{10}	$i\text{C}_5\text{H}_{10}$	C_5H_{10}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_8H_{18}
-10	1,786	0,332	0,105	0,087	–	–	–	–	–
-5	2,040	0,392	0,125	0,082	0,041	–	–	–	–
0	2,308	0,448	0,150	0,100	0,033	0,023	0,003	–	–
5	2,502	0,332	0,179	0,121	0,051	0,029	–	–	–
10	2,922	0,617	0,211	0,143	0,075	0,036	0,010	0,003	0,001
15	3,253	0,711	0,247	0,171	0,062	0,046	0,012	0,004	–
20	3,672	0,817	0,289	0,197	0,105	0,055	0,016	0,005	0,002
25	4,051	0,934	0,334	0,238	0,089	0,066	0,020	0,005	–
30	4,504	1,050	0,386	0,274	0,145	0,079	0,024	0,008	0,003
35	4,795	1,204	0,443	0,318	0,125	0,084	–	0,010	–
40	t_{kun}	1,353	0,508	0,365	–	0,112	0,037	0,012	0,004
45	–	1,527	0,579	0,420	0,171	0,131	0,040	0,015	–

Для смеси жидких углеводородов согласно закону Рауля давление насыщенных паров зависит от давления насыщенных паров отдельных компонентов и от мольных концентраций.

$$P_i = x_i P_{Si}. \quad (2.21)$$

Парциальное давление P_i любого компонента в жидкой смеси равно произведению давления насыщенного пара P_{Si} чистого компонента на его мольную концентрацию x_i в чистом виде. Т.е. упругость паров жидкости равна сумме давлений компонентов этой смеси, которую они бы имели, если бы каждый занимал при данной температуре весь объем смеси, т.е. сумме парциальных давлений, или согласно закону Дальтона парциальное давление P_i -компонента, входящего в состав паровой фазы, равно произведению мольной концентрации компонента в паровой фазе на общее давление, т.е.

$$P_S = \sum_{i=1}^n P_i = \sum_{i=1}^n Y_i P_{Si} = \sum_{i=1}^n x_i P_{Si}, \quad (2.22)$$

$$P_i = P_S Y_i. \quad (2.23)$$

Таким образом, из (2.22, 2.23) имеем

$$x_i P_{Si} = P_S y_i. \quad (2.24)$$

Уравнение (2.24) известно под названием **объединенного закона Дальтона – Рауля**, согласно которому можно сделать важный вывод – в состоянии равновесия парциальное давление любого компонента смеси в паровой фазе равно парциальному давлению того же компонента в жидкости.

Из приведенного уравнения следует, что

$$\frac{P_{s_i}}{P_s} = \frac{y_i}{x_i} = k_i = \text{const} \text{ или } p_{s_i} = k_{pi} p_s \text{ и } y_i = k_{pi} x_i. \quad (2.25)$$

Коэффициент k_{pi} , который называют **константой равновесия**, у отдельных компонентов зависит от температуры и давления и определяется, как правило, из специально составленных графиков. Приведенные уравнения позволяют, например, найти состав газовой фазы по известному составу жидкостей и наоборот.

Константы равновесия (в зарубежной литературе больше известны как константы фазового распределения) дают возможность прогнозировать материальный баланс многокомпонентных двухфазных систем (концентрации компонентов в разных фазах) при условии, что заданы давление и температура и известна молярная концентрация i -го компонента в однофазном состоянии x_i^0 .

Давление P_s паров моторных топлив при нормальных условиях можно определить по формуле Г.Ф. Большакова

$$\lg p_s = 9,18 - \frac{4770}{568 - t_k}, \quad (2.26)$$

где t_k – средняя температура кипения, °С.

В интервале температур от –30 до +100 °С можно использовать формулу П.А. Рыбакова

$$P_{St} = P_{38} \cdot 10^{4,6-1430/T} \text{ мм рт. ст.} \quad (2.27)$$

или следующую зависимость

$$\lg P_s = B - A/T, \quad (2.28)$$

где P_s – давление насыщенных паров, Па;

A и B – коэффициенты.

При определении давления насыщенных паров нефтей нефтепродуктов на практике необходимо учитывать два случая:

- когда объем паровой фазы V_n по сравнению с объемом жидкой фазы $V_{ж}$ невелик, можно считать, что в состоянии насыщения состав жидкой фазы не меняется и что последняя находится в равновесии с насыщенным паром;

- когда V_n значительно больше $V_{жс}$, испарение наиболее летучих компонентов продукта приводит к изменению состава жидкости и состоянию насыщения пара, находящегося в равновесии с жидкостью, но уже измененного состава. Давление пара в этом случае будет отличаться от давления пара, определенного для небольшого объема V_n , и будет тем больше, чем меньше соотношение $V_n/V_{жс}$.

Зависимость давления насыщенных паров нефтяных топлив от соотношения фаз с достаточной точностью описывается формулой Тихонова для определения P_s в резервуаре

$$P_s = 1,29(t/38)^{0,69} (V_{жс}/V)^{0,19} P_{s38}, \quad (2.29)$$

где t – температура поверхности жидкости.

На практике давление насыщенных паров обычно определяется различными методами:

- методом Рейда (рис. 2.1), заключающимся в регистрации по манометру избыточного давления насыщенных паров нефтепродуктов, помещенных в специальную «бомбу» и нагретым до $37,8\text{ }^\circ\text{C}$ ($* = 38\text{ }^\circ\text{C}$), причем соотношение жидкой и паровой фаз в бомбе Рейда составляет 1:4 (ГОСТ 1756-52);

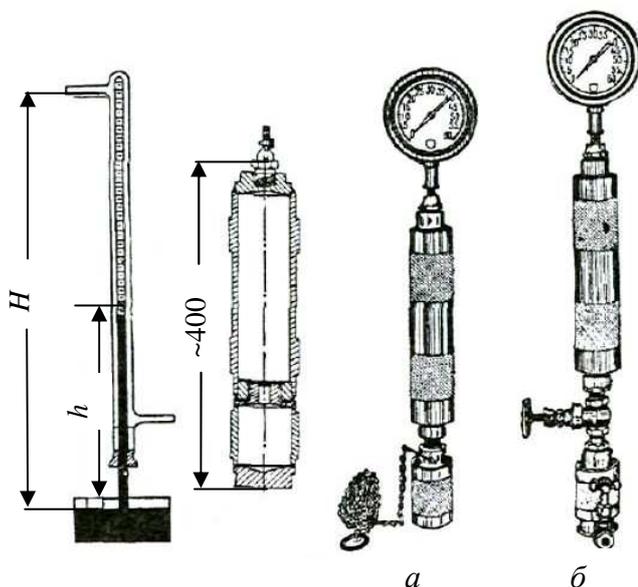


Рис. 2.1. Две модификации приборов Рейда (пр-во США): *a* – для определения упругости насыщенных паров с бензиновой камерой, заполняемой при атмосферном давлении; *б* – для определения упругости насыщенных паров с бензиновой камерой, заполняемой при повышенном давлении

- методом Валявского – Бударова, основанным на определении изменения объема паров смеси при нагреве нефтепродуктов до 37,8 °С в стеклянном приборе, при этом соотношение жидкой и паровой фаз принято равным 1:1.

Следует отметить, что в процессе хранения нефтепродуктов величина соотношения жидкой и паровой фаз может меняться от бесконечности (при хранении в резервуаре с плавающими крышами или понтонами, когда практически отсутствует паровая фаза) до нуля (при полной откачке нефтепродукта из резервуара). Так, для автомобильных бензинов при отношении объема жидкой фазы к паровой 10:1 и заполнении резервуаров на 90 % давление насыщенных паров может быть в 2 раза больше, чем при заполнении резервуара на 10 % (отношение 1:10).

Усовершенствованный метод экспериментального определения давления насыщенных паров нефтей, летучих невязких нефтепродуктов моторных топлив установлен ГОСТом 28781-90. Особенность этого метода состоит в предварительном диспергировании анализируемой пробы в аэрозольное состояние (с использованием аппарата механического диспергирования типа «Вихрь»).

Расчетное определение давления P_s (МПа) насыщенного пара жидких углеводородных смесей по ГОСТ 28656-90 осуществляется при фиксированной температуре, исходя из известного компонентного состава и фугитивности компонентов смеси. Используется следующая приближенная формула

$$P_s = \sum_{i=1}^N x_i f_i, \quad (2.30)$$

где x_i и f_i – содержание и фугитивность i -го компонента в жидкой среде соответственно.

Поскольку фугитивности компонентов заметно зависят от общего давления в системе, то расчет по этой формуле проводят итерационно.

Давление P_s у различных нефтепродуктов по Рейду колеблется в следующих пределах (Па):

- автобензин – до $9,33 \cdot 10^4$,
- авиабензин – до $4,8 \cdot 10^4$,
- керосин – $0,4 \cdot 10^4$ – $0,8 \cdot 10^4$,
- дизельное топливо – $0,08 \cdot 10^4$ – $0,13 \cdot 10^4$.

Давление насыщенных паров P_s характеризуется также величиной потерь углеводородов, испарившихся из первоначального объема. Потери

от испарения нефтей, имеющих одинаковую исходную и конечную упругость паров, различны и зависят от углеводородного состава.

Для расчета давления насыщенных паров чистых углеводородов рекомендуется использовать формулу Антуана

$$\lg p_{si} = A_i - \frac{B_i}{C_i + T_i}, \quad (2.31)$$

где A_i, B_i, C_i – коэффициенты в табл. 2.7.

Давление насыщенных паров конденсатов с известным углеводородным составом можно определить по следующей зависимости

$$P_s = k_p \sum_{i=1}^n x_i \cdot 10^{A_i - B_i(C_i - T_i)^{-1}}, \quad (2.32)$$

где k_p – эмпирический коэффициент;

x_i – концентрация углеводорода в конденсате.

Таблица 2.7

Значения коэффициентов Антуана

Углеводороды	А	Б	С	от T	до T
C_2H_6	9,5784	1 030,628	39,083	244	305
C_3H_8	9,4337	1 048,900	5,610	232	301
$n-C_4H_{10}$	9,581	1 030,340	-22,190	272	348
$i-C_4H_{10}$	9,3117	1 120,165	-1,297	252	407
$n-C_5H_{12}$	8,9995	1 075,820	-39,791	244	393
$i-C_5H_{12}$	8,9345	1 020,010	-40,053	244	737
C_6H_{14}	9,0026	1 171,530	-48,784	214	423

Давление насыщенных паров не следует путать с давлением насыщения, которое соответствует моменту появления первых пузырьков газа из газонасыщенной нефти при понижении давления. Как правило, абсолютное значение давления насыщенных паров значительно меньше давления насыщения, которое, например, для пластовых нефтей обычно составляет 1,2 – 9,0 МПа.

5. Вязкость

Одной из наиболее характерных особенностей жидкостей является способность изменять свою форму под действием внешних сил. Это свойство жидкости объясняется скольжением ее молекул относительно друг друга. Одна и та же сила создает в разных жидкостях разные скорости перемеще-

ния слоев, равноудаленных друг от друга. Однако способность молекул к скольжению не бесконечно велика, поэтому Ньютон рассматривает вязкость как «недостаток скольжения». Обычно **вязкостью** или **внутренним трением** называют свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц, вызываемому действием приложенной к жидкости силы.

Явление внутреннего трения в жидкости с ее вязкостью было связано Ньютоном известной формулой

$$\tau = \pm \eta \frac{dv}{dR}, \quad (2.33)$$

где τ – напряжение внутреннего трения;

dv/dR – градиент скорости по радиусу трубы или относительное изменение скорости по направлению, перпендикулярному к направлению течения, т.е. приращение скорости на единицу длины нормали;

η – коэффициент (касательное усилие на единицу площади, приложенное к слоям жидкости, отстоящим друг от друга на расстоянии, равном единице длины, при единичной разности скоростей между ними).

Внутреннее трение, характеризуемое величиной η , немецкий ученый М. Якоб в 1928 г. предложил называть **динамической вязкостью**. В технической литературе за η утвердилось наименование **абсолютной вязкости**, т.к. эта величина выражается в абсолютных единицах. Однако в абсолютных единицах можно выражать также и единицы кинематической и удельной вязкости. Термин «динамическая вязкость» соответствует физическому смыслу η , т.к. согласно учению о вязкости η входит в уравнение, связывающее силу внутреннего трения с изменением скорости на единицу расстояния, перпендикулярного к плоскости движущейся жидкости.

Впервые же динамическая вязкость была выведена врачом Пуазейлем в 1842 г. при изучении процессов циркуляции крови в кровеносных сосудах.

Пуазейль применил для своих опытов очень узкие капилляры (диаметром 0,03 – 0,14 мм), т.е. он имел дело с потоком жидкости, движение которого было прямолинейно-последовательным (ламинарным). Вместе с тем, исследователи, работавшие до Пуазейля, изучали закономерность истечения жидкости в более широких капиллярах, т.е. имели дело с возникающим турбулентным (вихревым) истечением жидкости. Проведя серию опытов с капиллярами, соединенными с шарообразным резервуаром, через которые под действием сжатого воздуха пропускался некоторый объем жидкости, определенный отметками, сделанными сверху и снизу резервуара, Пуазейль пришел к следующим выводам:

- количество жидкости, вытекающее в единицу времени, пропорционально давлению при условии, что длина трубки превышает некоторый минимум, возрастающий с увеличением радиуса;
- количество жидкости, вытекающее в единицу времени, обратно пропорционально длине трубки и прямо пропорционально четвертой степени радиуса.

Формула Пуазейля в современной редакции выглядит следующим образом

$$\eta = \frac{\pi P r^2 \tau}{8VL}, \quad (2.34)$$

где η – коэффициент внутреннего трения (динамическая вязкость), Па·с;

P – давление, при котором происходило истечение жидкости, Па;

τ – время истечения жидкости в объеме V , с;

L – длина капилляра, м;

r – радиус капилляра, м.

Единицей динамической вязкости является сила, необходимая для поддержания разности скоростей, равной 1 м/с, между двумя параллельными слоями жидкости площадью 1 м², находящимися друг от друга на расстоянии 1 м, т.е. единицей измерения динамической вязкости в системе СИ является Н·с/м² или Па·с.

Единица динамической вязкости, выраженная в физической системе измерения СГС, в честь Пуазейля называется Пуазом, т.е. за единицу динамической вязкости принимают сопротивление, которое оказывает жидкость при относительном перемещении двух ее слоев площадью 1 см², отстоящих друг от друга на 1 см, под влиянием внешней силы в 1 дин при скорости перемещения в 1 см/с.

Величина, обратная динамической вязкости, носит название **теку-
чести**.

Жидкости, подчиняющиеся линейному закону течения, называются **ньютоновскими**. Вязкость не зависит от условия определения и скорости перемещения частиц (течения), если не создается условий для турбулентного движения.

Однако для коллоидных растворов внутреннее трение значительно изменяется при различных условиях потока, в частности при изменении скорости течения. Аномальное внутреннее трение коллоидных систем принято называть **структурной вязкостью**. В этом случае частицами, которые перемещаются относительно друг друга в потоке, являются не мо-

лекулы, как в нормальных жидкостях, а коллоидные мицеллы, способные дробиться и деформироваться при увеличении скорости, в результате чего измеряемое внутреннее трение уменьшается (либо наоборот, увеличивается). Большинство жидких нефтепродуктов не выявляет признаков структурной вязкости в широком температурном интервале. Представляя собой относительно сложные, ассоциированные жидкости, они не обладают коллоидной структурой, признаки которой обнаруживаются для жидких нефтепродуктов лишь при низких температурах, приближающихся к температурам потери текучести.

В зависимости от температуры, при которой происходит перекачка, одна и та же жидкость может быть и ньютоновской в области высоких температур и неньютоновской – в области низких температур. Неньютоновские жидкости могут быть разделены на **пластичные, псевдопластичные** и **дилатантные**.

В пластических жидкостях наряду с вязкостью проявляются также пластические свойства, заключающиеся в наличии некоторого предельного напряжения сдвига τ_0 , после достижения которого только и возникает «текучесть» среды. Поведение пластических жидкостей объясняется наличием в них пространственной структуры, достаточно прочной, чтобы сопротивляться любому напряжению, не превосходящему τ_0 . Если напряжение превышает τ_0 , то структура полностью разрушается и жидкость ведет себя как обычная ньютоновская при напряжении, равном $(\tau - \tau_0)$. Течение пластических жидкостей подчиняется уравнению Шведова – Бингама

$$\tau = \eta \frac{dv}{dR} + \tau_0.$$

Это уравнение после почленного деления на dV/dR можно представить в виде

$$\eta = \mu + \eta_0, \quad (2.35)$$

где η – эффективная или кажущаяся вязкость, Па·с;

μ – истинная вязкость, кг/моль;

η_0 – структурная составляющая эффективной вязкости, Па·с.

Псевдопластичные жидкости не обнаруживают начального напряжения сдвига и для этих жидкостей справедлива зависимость вида

$$\tau = k \left(\frac{dv}{dR} \right)^n, \quad (2.36)$$

где k и n – постоянные величины для данной жидкости.

Характерным для псевдопластичных жидкостей является то, что n всегда меньше единицы.

Дилатантные жидкости сходны с псевдопластичными тем, что в них тоже нет начального напряжения сдвига. Течение этих жидкостей также подчиняется степенному закону (2.36), но показатель n превышает единицу.

У многих жидкостей зависимость между напряжением и градиентом скорости изменяется во времени и поэтому не может быть выражена простыми формулами.

При технических расчетах, а также при контроле качества нефтей и нефтепродуктов широкое распространение получил **коэффициент кинематической вязкости**, который представляет собой отношение коэффициента динамической вязкости η к плотности жидкости при той же температуре

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}. \quad (2.37)$$

В физической системе единиц широкое применение имеет единица кинематической вязкости в $\text{см}^2/\text{с}$ (Стокс – Ст) и $\text{мм}^2/\text{с}$ (сант Стокс – сСт). Таким образом, 1 Ст представляет собой вязкость жидкости, плотность которой равна $1\text{г}/1\text{мл}$, а сила сопротивления при взаимном перемещении двух слоев жидкости площадью 1см^2 , находящихся на расстоянии 1 см один от другого, со скоростью 1 $\text{см}/\text{с}$ равна 1 дин.

Вязкость нефтей и нефтепродуктов зависит от температуры, увеличиваясь с ее понижением. Наибольшее применение для практических расчетов получила формула Рейнольдса – Филонова

$$\nu = \nu^* \cdot e^{-u \cdot (T - T_{жс})}, \quad (2.38)$$

$$U = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{2}{\nu_1}, \quad (2.39)$$

где u – коэффициент крутизны вискограммы, $1/\text{К}$;

ν^* , ν – кинематическая вязкость при известной температуре $T_{жс}$ и при температуре T ;

e – основание натурального логарифма.

Для нахождения коэффициента крутизны вискограммы для данного продукта достаточно знать значения вязкостей при двух температурах T_1 и T_2 .

Динамическая и кинематическая вязкости – это вполне определенные физические характеристики, которые, как и все другие величины, выражены в абсолютных единицах и могут быть подставлены в те или дру-

гие расчетные формулы. В случаях, когда вязкость применяется не как расчетная величина, а как практическая характеристика нефтепродукта, ее принято выражать не в абсолютных, а в относительных или условных единицах.

Подобный способ выражения вязкости является результатом неправильного представления о том, что определение динамической, кинематической вязкостей отличается сложностью, и применения на практике упрощенных технических приборов, дающих показания в условных единицах вязкости. Неудобство всех условных или относительных единиц вязкости заключается в том, что вязкость, выраженная в этих единицах, не представляет собой физическую характеристику нефтепродукта, т.к. она зависит от способа определения, конструкции прибора и других условий. Из числа относительных обозначений наибольшим распространением пользуется так называемая **удельная вязкость**.

В различных странах в зависимости от выбора стандартных аппаратов для определения условной вязкости приняты различные условные единицы вязкости. Для пересчета в абсолютные единицы существуют эмпирические формулы, однако все они носят лишь приближенный характер, а некоторые из них просто неточны. Поэтому необходимо определять вязкость нефтепродукта в абсолютных единицах и только в крайних случаях прибегать к пересчету. Условная вязкость выражается в условных градусах или секундах. Эти единицы обычно представляют либо отношение времени истечения определенного объема исследуемого продукта при данной температуре ко времени истечения такого же объема стандартной жидкости при определено установленной температуре либо просто время истечения определенного объема испытуемой жидкости.

Вязкость – важный физико-химический параметр, используемый при проектировании и эксплуатации систем транспорта, схем переработки нефти, и т.д.

Изменения во времени данных характеристик, называемые **релаксацией**, указывают на то, что исследуемая система обладает реологически нестационарными свойствами. Релаксации напряжений деформаций в аномальных нефтях могут быть сложными, математическое описание их практически невозможно.

Наиболее приемлемы идентификационные методы, когда характер процесса устанавливается, исходя из выходных данных функционирования объекта, т.е. параметры, определяются непосредственно по результатам опытов. Опыт проектирования эксплуатации трубопроводов с релаксирующими аномальными нефтями в пусковые периоды, а также при переходных режимах показывает, что широко распространенный метод расчета пуско-

вых давлений на основе данных по величине статического напряжения сдвига, определенных экспериментов на ротационных вискозиметрах, не подтверждается на практике. Расчетные величины пусковых давлений в трубопроводах могут отличаться от реально наблюдаемых на 2 – 3 порядка.

Вязкость нефти изменяется в широких пределах и зависит от состава, количества растворенного газа, примесей в некоторой степени, от давления и температуры, увеличиваясь с ее понижением.

Пересчет вязкости с одной температуры на другую связан с некоторыми особенностями и на практике иногда сопровождается ошибками. В справочной литературе обычно приводятся сведения о вязкости нефтей при весьма ограниченных условиях и значениях температур. Чаще всего это температуры 20 и 50 °С или 50 или 100 °С. Нахождение коэффициента крутизны вискограммы позволяет определить вязкость только в интервале заданных температур. А вот интерполяция результатов, особенно для высоковязких и парафинистых нефтей, вне заданных интервалов недопустима. С уменьшением температуры ошибка расчетов может составлять 200 – 300 %, а в ряде случаев расчет может быть связан с абсурдным результатом, поскольку многие нефти теряют текучесть при достаточно высоких температурах (20 – 25 °С).

Вязкость нефти и нефтепродуктов в значительной степени влияет на их фильтрационную способность через различные конструкции резервуаров. Светлые нефтепродукты (бензины, лигроины и керосины), легкие фракции нефтей с малой вязкостью при нормальных эксплуатационных условиях (температуре и давлении) обладают высокой степенью просачиваемости через большинство неметаллических строительных материалов. Светлые нефтепродукты просачиваются даже через сварные швы, не пропускающие воду и другие жидкости, на этом свойстве основано испытание сварных швов керосином. Темные нефтепродукты (котельное топливо, битумы и др.), смазочные масла и тяжелые нефти, имея более высокую вязкость, обладают малой фильтрационной способностью, иногда высоковязкие нефтепродукты своими отложениями уничтожают пористость стенок резервуара, делая его непроницаемым.

Фильтрация зависит в значительной степени от поверхностного натяжения, электрических свойств жидкости, ее смачивающей способности и пр. От вязкости зависят мощность подогрева устройств, эксплуатационный режим нефтепродуктопроводов, степень извлечения примесей и воды и т.д.

Вязкость является важным показателем нефтяного загрязнения, влияющего на характер и условия сбора. Под воздействием испарения, эмульгирования, температуры воды и воздуха вязкость меняется. Сырые нефти, имеющие вязкость (0,9 – 8,0) Па·с и попадающие в воду при аварии-

ях магистральных нефтепроводов, трудно убирать нефтесборщиками. А нефть с вязкостью 8 Па·с по поверхности воды практически не растекается. Она скапливается в заплесках, отлагается толстым слоем на береговой полосе. Нефть средней вязкости (0,06 – 8,00) Па·с, попав на берег, пропитывает грунт в соотношении 1:4. Ее можно удалять только землеройными машинами.

Радужные пленки толщиной менее 1 мкм образуют на воде масляные фракции, обладающие высокой подвижностью из-за малого поверхностного натяжения на границе с водой, препятствующего растеканию только толстого слоя нефти. Скорость растекания светлых нефтепродуктов (бензин, керосин) ниже, чем темных (мазут, масло). Это объясняется тем, что поверхностное натяжение на границе с водой выше у первых, чем у вторых.

Вязкость нефтей и нефтепродуктов не является аддитивным свойством, поэтому ее нельзя вычислить как среднее арифметическое. Отсутствие хорошо разработанной теории жидкого состояния препятствует развитию теоретических методов расчета вязкости жидкости. Поэтому в инженерных расчетах широкое распространение получили различные лабораторные и эмпирические методы вычисления вязкости чистых веществ и их смесей.

Температура и вязкость нефтепродуктов в системах трубопроводного транспорта изменяется в широких пределах, существенно влияя на изменение перепадов давления на различных участках трубопроводов. Поэтому важно располагать данными об изменении вязкости продукта по пути его движения и правильно интерпретировать результаты измерений. Решение вопросов эффективности трубопроводного транспорта нефтей требует установления достаточно точных аналитических взаимосвязей вязкости и плотности нефтей от количества растворенного газа и различного рода примесей.

6. Теплофизические свойства нефтей и нефтепродуктов

Теплота испарения – количество тепла, расходуемое на превращение в пар 1 кг жидкости при температуре ее кипения. Ее называют еще скрытой теплотой, т.к. она расходуется не на повышение температуры продукта, а на его испарение.

Средние значения теплоты испарения, кДж/кг: бензина – 293 – 314; керосина – 230 – 251; дизельных топлив – 209 – 213; масел – 167 – 209.

Теплоту испарения нефтяных фракций, кДж/кг, можно определить по следующей формуле

$$l = 4,19 \frac{22T_k}{\mu}, \quad (2.40)$$

где μ – молекулярная масса;

T_k – средняя температура кипения, К.

Теплота конденсации – количество тепла, выделяющееся при конденсации пара в жидкость при той же температуре и численно равно скрытой теплоте испарения.

Теплота сгорания (теплотворная способность) – количество тепла, выделяемое при полном сгорании топлива, кДж/кг: нефть – $42 \cdot 10^3$, мазут – $41 \cdot 10^3$, уголь – $31 \cdot 10^3$, ацетилен – $49 \cdot 10^3$, спирт метиловый – $22 \cdot 10^3$.

Теплота плавления (скрытая) – количество тепла, поглощаемое 1 кг твердого тела, когда оно при температуре плавления превращается в жидкость.

Температура застывания – температура, при которой продукт теряет текучесть. С увеличением содержания в нефтепродукте тяжелых углеводородов температура застывания уменьшается. Данная характеристика является важным показателем для масел.

Температура кристаллизации – температура, при которой начинается выпадение углеводородов (в основном парафина), сопровождающееся помутнением нефтепродукта и изменением его вязкостных характеристик.

Зная последние две характеристики, можно оптимально выбрать способы хранения и транспортировки продуктов с низкой температурой застывания.

Температура вспышки – температура, при которой смесь паров нефтепродукта и воздуха вспыхивает при поднесении к ней источника зажигания, но сам нефтепродукт не загорается. Данная характеристика является основной, по которой судят о степени огнеопасности продукта. В соответствии с международными рекомендациями к легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ) следует относить продукты с температурой вспышки $t_{всп} < 61$ °С, к горючим – с $t_{всп} > 61$ °С. К пожароопасным продуктам обычно относятся нефтепродукты с $t_{всп} < 45$ °С; к ЛВЖ относятся автомобильные и авиационные бензины, спирты ($t_{всп} = 30 - 40$ °С), керосины ($t_{всп} = 28 - 60$ °С); к горючим – дизельные топлива ($t_{всп} = 60 - 80$ °С), масла ($t_{всп} = 130 - 200$ °С) и более тяжелые фракции.

Температура воспламенения – температура, при которой загораются не только пары, но и сам нефтепродукт. Следует заметить, что чем больше в продукте легких фракций, тем ниже температура вспышки, тем легче они воспламеняются. По абсолютным значениям температура воспламенения выше температуры вспышки.

Температура самовоспламенения t_{ce} – температура, при которой быстро нарастают химические реакции и нефтепродукт загорается, контактируя с воздухом, без поднесения пламени. Обычно t_{ce} составляет 260 – 350 °С. На практике необходимо считаться с данной характеристикой и особенно в тех случаях, когда технологией предусматривается хранение или транспорт нефтепродуктов при высоких температурах (например, подогрев масла в цистернах). У эфиров $t_{ce} = 200$ °С, у бензинов $t_{ce} > 250$ °С, у дизельных топлив $t_{ce} = 300 – 330$ °С, у бензола $t_{ce} = 660$ °С. Следует иметь ввиду, что с увеличением давления температура самовоспламенения уменьшается.

Температура кипения – температура, при которой происходит переход вещества из жидкого состояния в парообразное не только с поверхности вещества (как при испарении), а по всему объему.

Теплоемкость – количество тепла, которое необходимо затратить для нагрева 1 кг вещества на 1 °С. В зависимости от того, к какому количеству продукта относится тепло, различают удельную (на единицу массы) и мольную (на 1 моль) теплоемкость. Зная теплоемкость продукта, можно определить количество тепла, необходимое на нагревание его до требуемой температуры. Теплоемкость увеличивается с повышением температур и уменьшением плотности. В зависимости от условий, при которых происходит процесс, для газов и паров различают теплоемкость при постоянном давлении (C_p) и при постоянном объеме (C_v). Выделяют также истинную теплоемкость (при данной температуре). Средневзвешенную теплоемкость смеси $C_{см}$ определяют по закону аддитивности

$$C_{см} = 0,01 \sum_n^{i=1} K_i C_i, \quad (2.41)$$

где K_i – молярные концентрации отдельных составляющих смеси, %;

C_i – теплоемкость компонента, кДж/кг °С.

С достаточной точностью теплоемкость нефтепродукта можно определить по формуле Крега

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T), \quad (2.42)$$

где ρ_{293} – плотность нефтепродукта, кг/м³.

Энтальпия (теплосодержание). Различают энтальпию для жидкостей, углеводородов и для их паров. Под **удельной энтальпией** жидких нефтепродуктов при температуре t понимают то количество тепла, которое необходимо затратить на нагревание 1 кг жидкости от 0 до t .

В технологических процессах транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов имеют место три основных явления теплообмена: **тепловое излучение, конвекция, теплопроводность**.

Излучение (лучеиспускание, радиация) – теплообмен между телами, находящимися на расстоянии друг от друга, посредством лучистой энергии, носителем которой являются электромагнитные колебания.

Конвекция – перенос теплоты перемешиванием и перемещением частиц вещества. Различают свободную (естественную) и вынужденную (искусственную) конвекцию.

Теплопроводность – молекулярный процесс распространения теплоты внутри вещества от более нагретых к менее нагретым.

Количество теплоты, передаваемое конвективными поверхностям, определяется основным уравнением теплопередачи

$$Q_{кон} = KH\Delta t, \quad (2.43)$$

где K – коэффициент теплопередачи, кВт/(м К);

H – площадь поверхности теплообмена, м²;

Δt – температурный перепад, °С.

Коэффициент теплопередачи K – количество тепла, передаваемое от греющего потока к нагреваемому в единицу времени через единицу поверхности при разности температур в 1°, Вт/м²град,

$$K = \frac{1}{1/\alpha_1 + \delta_c/\lambda_c + \delta_{см}/\lambda_{см} + 1/\alpha_2}, \quad (2.44)$$

где α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи от вещества к поверхности нагрева и от поверхности нагрева нагреваемому веществу;

$\delta_{см}$ – толщина промежуточной стенки;

$\lambda_{см}$ – коэффициент теплопроводности стенки.

Коэффициент теплопроводности – количество тепла, которое проходит через единичную площадь 1 м² при разности температур в 1°, Вт/м·град. При нормальном давлении теплопроводность можно определить по следующей формуле

$$\lambda = \frac{156,6}{\rho_{293}}(1 - 0,00047T), \quad (2.45)$$

где ρ_{293} – плотность нефтепродукта, кг/м³, при температуре t , °С.

В пределах температур от 0 до 50 °С теплопроводность топлив изменяется от 0,124 до 0,114 Вт/м·К, т.е. с увеличением температур значения λ уменьшается. Теплопроводность вещества зависит также от его химического состава, влажности, давления.

Коэффициент теплообмена α – количество тепла, передаваемое в единицу времени единице площади поверхности нагрева (или от единицы площади к нагреваемому потоку) при разности температур поверхности потока в 1° , Вт/м² К. Этот коэффициент представляет собой сумму коэффициентов теплопроводности, конвекции и излучения.

7. Технические характеристики

Нефть и нефтепродукты – хорошие **диэлектрики** и способны сохранять электрические заряды в течение длительного времени. Значение относительной диэлектрической постоянной $\epsilon \sim 2$, что в 3,5 раза меньше такого изолятора, как стекло ($\epsilon = 7$). У безводных, чистых нефтепродуктов электропроводность совершенно ничтожна. Это свойство широко используется на практике. Так твердые парафины применяются в электромеханической промышленности в качестве изолятора, специальные нефтяные масла для заливки трансформаторов конденсаторов и другой аппаратуры в электро- и радиопромышленности.

Высокие диэлектрические свойства нефтепродуктов способствуют накоплению на их поверхности зарядов статического электричества. Образование статического электричества может произойти от ряда самых разнообразных причин. При перекачке нефтепродуктов с большей скоростью в результате трения о трубы или в результате ударов жидкой струи при заполнении емкостей возникают заряды иногда очень высокого напряжения.

Для предупреждения возникновения опасных искровых разрядов с поверхности нефти и нефтепродуктов, оборудования, а также с тела человека необходимо предусматривать меры, уменьшающие величину заряда и обеспечивающие стекание возникающего заряда статического электричества.

Для снижения интенсивности накапливания электрических зарядов нефтепродукты должны закачиваться в резервуары, цистерны, тару без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания. В резервуары нефтепродукты должны поступать ниже уровня находящегося в нем остатка нефтепродукта. Налив светлых нефтепродуктов свободно падающей струей не допускается. Расстояние от конца загрузочной трубы до конца приемного сосуда не должно превышать 200 мм, а если это невозможно, то струя должна быть направлена вдоль стенки. Скорости движения нефтепродуктов по трубопроводам не должны превышать предельно допустимых значений, которые зависят от вида проводимых операций, свойств

нефтепродуктов, содержания и размера нерастворимых примесей и свойств материала стенок трубопровода. При заполнении порожнего резервуара нефтепродукты должны подаваться в него со скоростью не более 1 м/с до момента затопления конца приемно-раздаточного патрубка.

Для обеспечения стекания возникшего электрического заряда все металлические части аппаратуры, насосов и трубопроводных коммуникаций заземляются. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом пожароопасных нефтепродуктов, в течение всего времени заполнения и опорожнения должны быть присоединены к заземляющим устройствам.

Взрываемость – свойства паров, находящихся в определенных пропорциях с воздухом, взрываться. В характеристиках нефтепродуктов обычно дают интервал взрываемости с нижним и верхним пределами взрываемости ($V_{\text{паров}}/V_{\text{воздуха}}$), %; бензин – 0,8 – 5,1, керосин – 1,4 – 7,5; пропан – 2,1 – 9,5; метан – 5 – 16; этилен – 3 – 3,2.

При концентрации паров меньше нижнего предела смесь не взрывается и не горит. При концентрации паров выше верхнего предела смесь горит и по мере уменьшения концентрации, вследствие выгорания углеводородов, возможен взрыв.

Релаксация – потеря упругих свойств масел и смазок под действием нагрузки во времени.

Старение масла – изменение вязкости и других свойств в процессе эксплуатации.

Стабильность – способность вещества сохранять свой состав и основные свойства в условиях его транспорта, хранения и потребления.

Регенеративность – способность продукта к восстановлению исходных свойств и качеств.

Токсичность – способность вещества вызывать отравление человека (животного). Наиболее токсичным является оксид углерода, значительное количество которого имеется в искусственных газах. Оксид углерода препятствует усвоению кислорода эритроцитами. Углекислый газ ядовит, в малых концентрациях раздражает дыхательный центр, а в больших – ухудшает его состояние. Сильное вредное воздействие оказывают сероводород, оксиды серы и азота (табл. 2.8). Метан и другие углеводородные газы неядовиты, но вдыхание их вызывает головокружение, а значительное содержание в воздухе приводит к удушью из-за недостатка кислорода.

Действующие санитарные нормы допускают содержание в воздухе производственных помещений, к которым относятся и котельные, следующих предельно-допустимых концентраций (ПДК) вредных примесей,

мг/л: оксид углерода – 0,02, сероводород – 0,01, сернистый газ – 0,01; оксид азота (в пересчете на NO₂) – 0,005. Особенно токсичны этилированные продукты и пары сернистых нефтей. Предельно допустимые концентрации паров нефтепродукта в воздухе, г/м³: бензин – 0,1 – 0,3; лигроин – 0,3; тетраэтилсвинец – 0,000005.

Таблица 2.8

Физиологическое воздействие газов на организм человека

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	1,25	Через 1 ч головная боль, тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20 – 30 мин смертельное отравление
	1,0	12,50	Через 1 – 2 мин очень сильное или смертельное отравление
Сероводород	0,01 – 0,015	0,15 – 0,23	Через несколько часов легкое отравление
	0,02	0,31	Через 5 – 8 мин сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1 – 0,34	1,54 – 4,62	Быстрое смертельное отравление
Сернистый	0,001 – 0,002	0,029 – 0,058	При длительном воздействии раздражение горла и кашель
	0,05	1,46	Кратковременное воздействие опасно для жизни
Оксиды азота	0,006	0,29	При кратковременном воздействии раздражение горла
	0,010	0,48	Продолжительное воздействие опасно для жизни
	0,025	1,20	При кратковременном воздействии смертельное отравление

Одоризованность – насыщенность топлива сильно пахнущим веществом (одорантом) для возможности обнаружения его в воздухе по запаху. Наиболее часто в качестве одоранта применяют этилмеркаптан (C₂H₆SH). По действующим нормам содержание одоранта должно быть таким, чтобы запах его ощущался при наличии в воздухе 20 % нижнего воспламенения (для природных газов 1 %).

Технические характеристики нефтей и нефтепродуктов не следует путать с эксплуатационными свойствами, под которыми понимаются свойства топлив, смазочных материалов и технических жидкостей, которые проявляются при использовании продукта непосредственно в двигателе, механизмах или системах (бензосистеме, маслосистеме, гидросистеме).

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Классификация и физико-химические свойства нефтей и нефтепродуктов.
2. Фракционный состав:
 - понятие фракции;
 - методы фракционной разгонки.
3. Плотность и молекулярная масса:
 - понятие плотности и относительной плотности;
 - пересчет плотности;
 - плотность газа;
 - методы определения плотности.
4. Давление насыщенных паров:
 - понятие давления насыщенных паров;
 - константы равновесия;
 - методы определения давления насыщенных паров.
5. Вязкость:
 - понятие вязкости;
 - псевдопластичные жидкости;
 - дилатантные жидкости;
 - динамическая, кинематическая и удельная вязкость.
6. Теплофизические свойства нефти и нефтепродуктов:
 - теплота конденсации;
 - теплота плавления;
 - температура застывания;
 - теплопроводность;
 - коэффициент теплопроводности.
7. Технические характеристики.

Вопросы для предварительного контроля

1. Классификация и физико-химические свойства нефтей и нефтепродуктов.
2. Условное деление товарных нефтепродуктов.

3. Как определяется фракционный состав нефтяной смеси?
4. Вязкость, единицы измерения динамической, кинематической и условной вязкости.
5. Давление насыщенных паров, единицы измерения.
6. Коэффициент теплопередачи.

Лабораторная работа №1

Определение вязкостно-температурной зависимости нефтепродуктов

Вязкость

Обычно вязкостью или внутренним трением называют свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц, вызываемому действием приложенной к жидкости силы. Одна и та же сила создает в различных жидкостях разные скорости перемещения слоев, отстоящих один от другого на одинаковых расстояниях.

Впервые наличие внутреннего трения между слоями жидкости было отмечено И. Ньютоном, высказавшим в 1687 г. гипотезу о том, что «...сопротивление, которое возникает из-за недостаточного проскальзывания частиц жидкости, при прочих равных условиях пропорционально скорости, с которой частицы жидкости перемещаются друг относительно друга».

Сила трения между слоями жидкости прямо пропорциональна градиенту скорости (скорости сдвига) $dv = dx$, площади трущихся слоев F и динамической (абсолютной) вязкости η .

$$T = \eta F \frac{dv}{dx} = \eta \gamma. \quad (2.46)$$

Касательное напряжение между слоями

$$\sigma = \frac{T}{F} = \eta \frac{dv}{dx} = \eta \gamma. \quad (2.47)$$

Величина η характеризует сопротивляемость жидкости сдвигу.

В системе СИ динамическая вязкость выражается в $\text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$ или $\text{Па}\cdot\text{с}$.

В системе CGS за единицу динамической вязкости принимается пуаз (П), равный $1 \text{ г}\cdot\text{см}^{-1} \text{ с}^{-1}$.

$$1 \text{ Па}\cdot\text{с} = 0,102 \text{ кгс}\cdot\text{с}/\text{м}^2 = 10 \text{ П}.$$

Жидкости, подчиняющиеся закону (2.47), называются ньютоновскими. Вязкость таких жидкостей зависит только от температуры и давления и не зависит от скорости сдвига.

Ньютоновское поведение присуще жидкостям, в которых вязкая диссипация энергии обусловлена столкновением небольших молекул. Все газы, жидкости (в том числе и нефтепродукты) и растворы с небольшой молекулярной массой относятся к ньютоновским жидкостям.

График зависимости между напряжением и скоростью сдвига, называемой «кривой течения», для ньютоновских жидкостей представляет прямую линию с тангенсом угла наклона η (рис. 2.2, кривая а), и эта единственная постоянная полностью характеризует жидкость.

Для расчетов часто применяют кинематическую вязкость

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}, \quad (2.48)$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³.

В системе СИ кинематическая вязкость выражается в м²/с.

В системе CGS за единицу кинематической вязкости принят стокс (Ст).

$$1 \text{ Ст} = 1 \text{ см}^2/\text{с} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Сотая часть стокса называется сантистоксом (сСт).

$$1 \text{ м}^2/\text{с} = 1 \cdot 10^4 \text{ Ст} = 1 \cdot 10^6 \text{ сСт}$$

С увеличением температуры вязкость нефтепродуктов уменьшается. Связь между величиной кинематической вязкости и температурой может быть описана формулой Рейнольдса

$$\nu = \nu_0 e^{-u(t-t_0)} \quad (2.49)$$

или формулой Вальтера

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = A - B \lg(t + 273,2), \quad (2.50)$$

где ν и ν_0 – кинематическая вязкость при температуре t и t_0 ;

u – показатель крутизны вискограммы, град⁻¹ (величина, постоянная для данного нефтепродукта);

u, A, B – постоянные, определяемые по двум экспериментально найденным значениям вязкости исследуемого нефтепродукта.

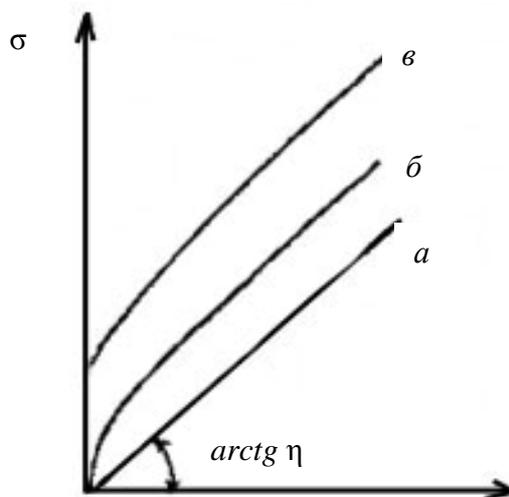


Рис. 2.2. График зависимости между напряжением и скоростью сдвига

(2.50) применима для вязкости, большей 0,2 сСт. Следует отметить, что некоторые нефти и нефтепродукты при определенных условиях не следуют (2.47), т.е. не являются ньютоновскими жидкостями. Вязкость таких жидкостей изменяется в зависимости от скорости сдвига (рис. 2.2, кривые б, в). Это связано с выделением кристаллов парафина и образованием структурной решетки.

Одна и та же нефть в области высоких температур может быть ньютоновской, а в области низких температур – неньютоновской.

Определение кинематической вязкости в капиллярных вискозиметрах

Приборы для определения вязкости называются **вискозиметрами**. Чаще всего для определения кинематической вязкости используются стеклянные вискозиметры, в которых испытуемая жидкость протекает через капиллярные трубки определенного диаметра. Отмечая время протекания жидкости через капилляр, можно подсчитать величину ее вязкости.

Рассмотрим отрезок AB цилиндрической трубки радиуса R , имеющий длину L (рис. 2.3).

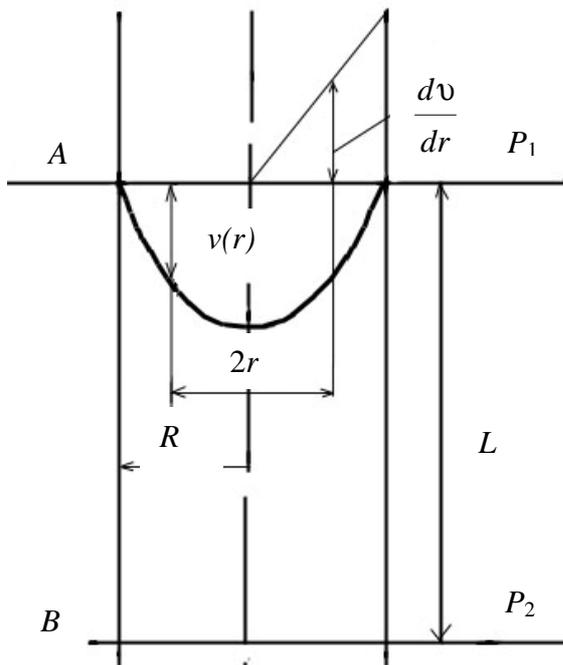


Рис. 2.3. Изменение вязкости

боковую поверхность цилиндра.

Из условия равновесия сил, приложенных к цилиндру, получим

В сечении A давление жидкости постоянно и равно P_1 , а в сечении B – P_2 . Разность давлений между A и B , заставляющую жидкость течь по трубке, обозначим через P

$$P = P_1 - P_2.$$

Сделаем предположение, что поток жидкости в трубке ламинарный и каждая частица жидкости движется с постоянной скоростью.

Выделим в жидкости цилиндр длиной L и радиусом r .

В направлении оси на цилиндр действуют силы $P_1 nr^2$ и $P_2 nr^2$, приложенные к сечениям A и B , и касательная сила $2\pi r L \sigma$, действующая на

$$\sigma = \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{r}{2}. \quad (2.51)$$

Т.к. скорость v уменьшается с увеличением радиуса r , закон трения Ньютона (2.47) запишется в виде

$$\sigma = -\eta \frac{dv}{dr}, \quad (2.52)$$

отсюда найдем

$$\frac{dv}{dr} = -\frac{P_1 - P_2}{\eta L} \cdot \frac{r}{2}. \quad (2.53)$$

Постоянная интегрирования C определяется из условия прилипания жидкости к стенке трубы, т.е.

$$v(r) = -\frac{P_1 - P_2}{\eta L} \cdot \left(C - \frac{r^2}{4}\right),$$

отсюда $C = R^2/4$, следовательно,

$$v(r) = -\frac{P_1 - P_2}{4\eta L} \cdot (R^2 - r^2), \quad (2.54)$$

Таким образом, имеет место параболическое распределение скоростей по радиусу трубы. Расход жидкости через трубку равен

$$Q = 2\pi \int_0^R v r dr \quad (2.55)$$

или после интегрирования

$$Q = \frac{\pi R^4}{8L\eta} (P_1 - P_2). \quad (2.56)$$

Закон, выражаемый (2.56), впервые был выведен Г. Хагеном и вскоре повторно найден Ж. Пуазейлем.

Для стационарного потока объем жидкости V , протекающей через капилляр (трубку) за время τ , равен

$$V = \frac{\pi R^4}{8L\eta} \cdot P\tau. \quad (2.57)$$

При определении вязкости жидкость протекает через капилляр под давлением собственного веса, которое можно подсчитать, зная высоту столба жидкости h и ее плотность ρ ; т.к.

$$P = \rho gh, \quad (2.58)$$

где g – ускорение силы тяжести (для Москвы $g = 9,815 \text{ м/с}^2$),
то выражение для определения динамической вязкости будет иметь вид

$$\eta = \frac{\pi R^4}{8LV} \cdot gh\rho\tau. \quad (2.59)$$

Учитывая, что величины h , R , L и V имеют постоянное значение для данного вискозиметра, можно обозначить

$$\frac{\pi R^4 gh}{8LV} = k$$

и тогда

$$\eta = k\rho\tau \quad (2.60)$$

или

$$k = \frac{\eta}{\rho\tau} = \frac{\nu}{\tau}.$$

Величина k называется постоянной вискозиметра. Она не зависит от температуры, а зависит только от геометрических размеров вискозиметра.

Для определения постоянной вискозиметра пользуются эталонными жидкостями с известной кинематической вязкостью ν_0 . Замеряя на данном вискозиметре время истечения эталонной жидкости τ_0 , подсчитывают постоянную вискозиметра, сСт/с,

$$k = \frac{\nu_0}{\tau_0}.$$

На каждом вискозиметре имеются обозначения: тип стекла, номер, диаметр капилляра и дата изготовления. Кроме того, вискозиметр снабжается паспортом, в котором указана его постоянная. Однако при наличии эталонной жидкости новые вискозиметры, а также вискозиметры, находящиеся давно в работе, желательно подвергать проверочной калибровке.

В зависимости от прозрачности нефтепродукта и уровня его вязкости по ГОСТ 33-66 следует применять вискозиметры указанных ниже конструкций:

- для измерения вязкости прозрачных жидкостей при температурах выше нуля – вискозиметр ВПЖ-1 (рис. 2.4);
- для измерения вязкости прозрачных жидкостей при любых температурах – вискозиметры ВПЖ-2 (рис. 2.5) и типа Пинкевича (рис. 2.6);
- для измерения вязкости непрозрачных жидкостей — вискозиметр ВНЖ (рис. 2.7).

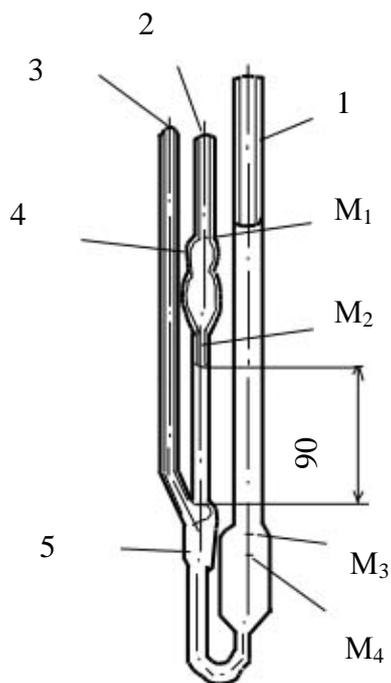


Рис. 2.4. Вискозиметр ВПЖ-1:
1 – трубка для налива нефтепродукта;
2, 3 – трубка, на конец которой надевается резиновый шланг;
4, 5 – расширение;
M₁ – M₄ – метки

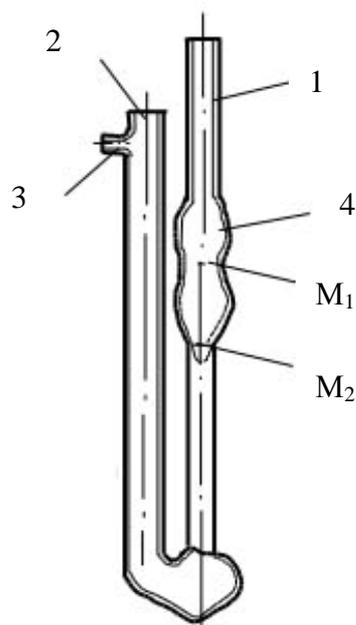


Рис. 2.5. Вискозиметр ВПЖ-2:
1, 2 – колено прибора; 3 – отводная трубка;
4 – расширение; M₁, M₂ – метки

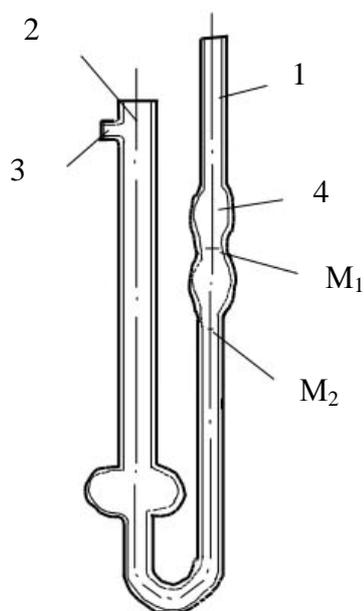


Рис. 2.6. Вискозиметр Пинкевича:
1, 2 – колено прибора; 3 – отводная трубка;
4 – расширение; M₁, M₂ – метки

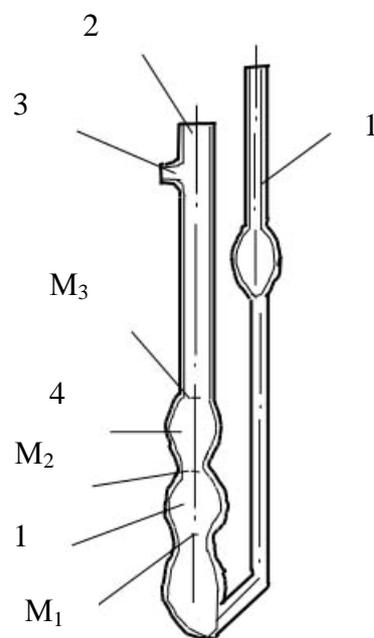


Рис. 2.7. Вискозиметр ВНЖ:
1, 2 – колено прибора; 3 – отводная трубка;
4, 6 – резервуары; M₁, M₂, M₃ – метки

Все эти вискозиметры выпускаются с капиллярами различных диаметров, величина которых резко сказывается на значении постоянной вискозиметра k .

В зависимости от прозрачности исследуемого нефтепродукта и температуры, при которой необходимо проводить определение вязкости, выбирается один из указанных выше типов вискозиметров.

Диаметр капилляра вискозиметра должен быть таким, чтобы время истечения жидкости было не менее 200 с.

Цель работы

1. Определить вязкость нефтепродукта для 4-х значений температур и построить графическую зависимость кинематической вязкости от температуры в интервале от 20 до 60 °С.

2. Определить, какая из эмпирических зависимостей – (2.49) или (2.50) – наиболее точно описывает вязкостно-температурную кривую.

Подготовка вискозиметра и проведение измерений

Тщательно промытый и высушенный вискозиметр заполняется нефтепродуктом и помещается в термостатированный сосуд в строго вертикальном положении. До проведения отсчетов вискозиметр выдерживается при выбранной температуре 15 мин.

До проведения отсчетов в рабочем журнале записываются данные вискозиметра: тип вискозиметра, заводской номер, диаметр капилляра, постоянная вискозиметра.

Для проведения отсчетов засасывают ртом или грушей жидкость в колено 1 примерно до одной трети высоты расширения 4. В подготовленных таким образом для испытания вискозиметрах жидкость под давлением собственного веса начнет протекать из колена 1 через капилляр в колено 2. Точно в тот момент, когда уровень жидкости достигнет метки M_1 , включают секундомер и останавливают его точно в тот момент, когда уровень жидкости достигнет метки M_2 . Время, отмеченное по секундомеру, записывают.

Определение времени истечения жидкости через капилляр повторяют несколько раз. Число параллельных замеров, согласно ГОСТ 33-66, устанавливается в зависимости от времени истечения: пять замеров при времени истечения от 200 до 300 с; четыре – при времени истечения от 300 до 600 с; три – при времени истечения свыше 600 с.

При проведении отсчетов необходимо следить за постоянством температуры и за тем, чтобы в расширениях вискозиметров не образовывалось пузырьков воздуха.

Для подсчета кинематической вязкости определяют среднеарифметическое время истечения из проведенных отсчетов. При этом надо иметь в виду, что учитывать можно только те отсчеты, которые отличаются не более чем на $\pm 1,2 - 2,5$ % от среднеарифметического в зависимости от температуры определения. Кинематическую вязкость испытуемого нефтепродукта при температуре t вычисляют по формуле

$$\nu = k \frac{g}{980,7} \bar{\tau}, \quad (2.60)$$

где k – постоянная вискозиметра, сСт/с;

$\bar{\tau}$ – среднеарифметическое учитываемых отсчетов времени истечения жидкости, с;

g – ускорение силы тяжести в месте измерения вязкости, см/с²;

980,7 – нормальное ускорение силы тяжести, см/с².

Обработка полученных данных

1. Строится график зависимости ν от температуры t в обычных и логарифмических координатах.

2. По крайним (наименьшей и наибольшей) значениям вязкости определяются постоянные u , A и B в (2.49), (2.50).

3. По (2.49) и (2.50) для промежуточных значений температур рассчитывается кинематическая вязкость нефтепродукта.

4. Находятся абсолютная и относительная погрешности расчета вязкости по формулам по сравнению с их экспериментальным определением.

5. Делаются выводы.

Вопросы по теме

1. Объясните, каким образом можно определить постоянную вискозиметра.

2. Почему комплекс $\frac{\pi R^4 P}{8L\eta}$ в (2.57) может быть принят постоянным?

3. Можно ли измерять вязкость неньютоновских жидкостей в капиллярных вискозиметрах рассмотренных типов и почему?

4. Объясните физический смысл знака « \rightarrow » в (2.52).
5. Исходя из каких условий производится выбор вискозиметра?
6. В каких координатах зависимость $v=f(t)$ может быть представлена уравнением прямой линии? Как по этому графику найти показатель крутизны вискограммы u ?
7. Нарисуйте график зависимости касательных напряжений от градиента скорости для ньютоновских жидкостей и объясните его изменение при повышении или понижении температуры жидкости t .

Практические занятия

Теоретическая часть

Для гидравлического и теплового расчетов необходимо знать теплофизические характеристики нефтепродуктов, одной из которых является плотность нефти и нефтепродуктов.

Плотностью нефтепродуктов называется количество покоящейся массы в единице объема. Определение плотности нефти и нефтепродуктов весьма облегчает возможные расчеты, связанные с расчетом их массового количества.

Плотность имеет размерность кг/м^3 .

Плотность нефтепродуктов ρ находится в пределах $700 - 1100 \text{ кг/м}^3$.

При изменении температуры плотность нефтепродуктов изменяется: при повышении температуры она уменьшается, при понижении температуры – увеличивается.

Изменение плотности вследствие изменения температуры T определяют по формуле Менделеева

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p (T - 293)}, \quad (2.61)$$

где ρ_T, ρ_{293} – плотность нефтепродукта соответственно при температурах T и 293 К ;

β_p – коэффициент объемного расширения.

Плотность нефтепродуктов может быть определена по следующему уравнению

$$\rho_T = \rho_{293} + \zeta (293 - T), \quad (2.62)$$

где ζ – температурная поправка, ориентировочно ее можно рассчитать по

$$\zeta = 1,825 - 0,001315 \rho_{293} \quad (2.63)$$

или по табл. 2.9.

Таблица 2.9

Температурная поправка

Плотность ρ , кг/м ³	ζ , (1/К)
700 – 719	0,001225
720 – 739	0,001183
740 – 759	0,001118
760 – 779	0,001054
780 – 799	0,000995
800 – 819	0,000937
820 – 839	0,000882
840 – 859	0,000831
860 – 880	0,000782

Несмотря на то, что нефтепродукты являются практически несжимаемыми жидкостями, изменение их плотности при изменении давления все же происходит. При увеличении давления плотность нефтепродукта возрастает, а при уменьшении давления – убывает. Изменения плотности малы по сравнению с ее номинальным значением. Соответствующие поправки необходимо учитывать при осуществлении приемораздаточных операций и при инвентаризациях.

Зависимость плотности ρ нефтепродукта от давления представляется формулой

$$\rho(p) = \rho_0 \cdot [1 + \beta \cdot (p - p_0)], \quad (2.64)$$

где ρ_0 – плотность нефтепродукта при стандартных условиях (атмосферном давлении p_0 и температуре +20 °С);

β (1/Па) – коэффициент сжимаемости продукта.

Для вычисления поправок к плотности на давление используют также модуль упругости K (Па) нефтепродукта, который равен $1/\beta$. Тогда (2.64) записывается иначе

$$\rho(p) = \rho_0 \cdot \left[1 + \frac{p - p_0}{K} \right]. \quad (2.65)$$

Средние значения модуля K упругости нефтепродуктов приведены в табл. 2.10.

В тех случаях, когда одновременно отклоняются от номинальных значений и температура, и давление, плотность $\rho(T, p)$ нефтепродукта при давлении p и температуре T можно рассчитать по формуле

$$\rho(p, T) = \rho_0 \cdot \left[1 + \xi \cdot (20 - T) + \frac{p - p_0}{K} \right]. \quad (2.66)$$

Таблица 2.10

Средние значения модуля упругости

Наименование нефтепродукта	K , Па
бензин	10^9
керосин	$1,4 \cdot 10^9$
дизельное топливо	$1,5 \cdot 10^9$

Молекулярная масса является одной из основных физико-химических характеристик нефтей и нефтепродуктов, величиной, которая показывает, во сколько раз молекулы данного вещества больше 1/12 части массы атома изотопа углерода ^{12}C .

Между молекулярной массой и температурой кипения нефтяных фракций существует определенная зависимость: чем больше молекулярная масса нефтяной фракции, тем выше ее температура кипения.

Молекулярную массу можно вычислить, если известна температура кипения нефтяных фракций по уравнению Б.П. Войнова

$$\mu = 60 + 0,3t_k + 0,001t_k^2 \quad (2.67)$$

где t_k – средняя температура кипения фракции, рассчитанная как среднеарифметическая от температур, при которых перегоняются одинаковые объемы продукта $^{\circ}\text{C}$.

Формулу Войнова уточнил Эйгенсон, введя характеризующий фактор K .

С введением характеризующего фактора (2.67) примет вид

$$M = (7K - 21,5) + (0,76 - 0,04K)t_{cp.мол.} + (0,0003K - 0,00245)t_{cp.мол.}^2 \quad (2.68)$$

(2.68) можно пользоваться для определения молекулярной массы фракций, выкипающих до 35°C .

Примеры задач

№ 1

Плотность бензина ρ_{20} при температуре 20°C равна $745,5 \text{ кг/м}^3$. Какова плотность этого же бензина при температуре 10°C ?

Решение: Используя (2.61) и табл. 2.9, получаем

$$\rho_{20} = 745 \cdot \left[1 + 0,001118 \cdot (20 - 10) \right] = 745 \cdot 1,01118 = 753,3 \text{ кг/м}^3.$$

Если известна плотность ρ_1 нефтепродукта при температуре T_1 , то плотность ρ_2 того же нефтепродукта при температуре T_2 рассчитывается как

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot [1 + \xi_2 \cdot (20 - T_2) - \xi_1 \cdot (20 - T_1)],$$

в которой ξ_1 и ξ_2 – коэффициенты объемного расширения нефтепродукта при плотностях ρ_1 и ρ_2 соответственно.

№ 2

Определить молекулярную массу нефтепродукта с пределами выкипания 82 – 110 °С, плотностью $d_4^{20}=0,7609$. Содержание узких фракций в этом продукте следующее (в мол. долях): (85 – 90 °С) – 0,21; (90 – 95 °С) – 0,10; (95 – 100 °С) – 0,35; (100 – 105 °С) – 0,23; (105 – 110 °С) – 0,11.

Решение:

Определяем среднюю температуру кипения каждой узкой фракции (°С)

$$t_1 = \frac{85 + 90}{2} = 87,5 \text{ °С},$$

$$t_2 = \frac{90 + 95}{2} = 92,5 \text{ °С},$$

$$t_3 = \frac{95 + 100}{2} = 97,5 \text{ °С},$$

$$t_4 = \frac{100 + 105}{2} = 102,5 \text{ °С},$$

$$t_5 = \frac{105 + 110}{2} = 107,5 \text{ °С},$$

подставляя данные в формулу среднемoleкулярной температуры кипения

$$t_{\text{ср.мол.}} = \frac{N_1 t_1 + N_2 t_2 + \dots + N_n t_n}{N_1 + N_2 + \dots + N_n},$$

получаем

$$t_{\text{ср.мол.}} = 0,21 \cdot 87,5 + 0,10 \cdot 92,5 + 0,35 \cdot 97,5 + 0,23 \cdot 102,5 + 0,11 \cdot 107,5 = 97,2 \text{ °С}.$$

Определяем значение d_{15}^{15} по формуле

$$d_4^{20} = d_{15}^{15} - 5a,$$

где a – средняя температурная поправка,
тогда

$$d_{15}^{15} = 0,7609 + 5 \cdot 0,000818 = 0,765.$$

Определяем характеристический фактор K по формуле

$$K = \frac{1,216 \sqrt[3]{97,2 + 273}}{0,765} = 11,3.$$

Молекулярную массу фракции определяем по формуле

$$M = (7 \cdot 11,3 - 21,5) + (0,76 - 0,04 \cdot 11,3) \cdot 97,2 + (0,0003 \cdot 11,3 - 0,00245) \cdot 97,2^2 = 57,6 + 29,9 + 8,8 = 96,3$$

Задачи

1. Плотность нефти при температуре 5 °С ρ_5 равна 870 кг/м³. Какова плотность нефти при температуре 20 °С?

2. Плотность дизельного топлива при температуре 7 °С ρ_1 составляет 855 кг/м³. Какова его плотность ρ_2 при температуре 15 °С?

3. Температура авиационного керосина снизилась на 8 °С. На сколько (в процентах) увеличилась его плотность?

4. Бензин ($\rho = 730$ кг/м³, $T = 15$ °С) хранится в горизонтальной цилиндрической цистерне диаметром 5 м и длиной 50 м. Горловина цистерны представляет собой вертикальный цилиндр с диаметром 2 м и высотой 3 м. Уровень бензина в горловине цистерны находится на 1 м ниже ее верхнего края. Определить, на сколько понизится уровень бензина, если температура топлива в цистерне упадет на 5 °С.

5. Плотность ρ_1 дизельного топлива при давлении 0,1 МПа равна 840 кг/м³. Какова его плотность ρ_2 при давлении 3,5 МПа и той же самой температуре?

6. Плотность ρ_1 бензина при давлении 0,1 МПа равна 735 кг/м³. Какова его плотность ρ_2 при давлении 5,0 МПа и той же самой температуре?

7. Рассчитать плотность бензина при давлении 3,1 МПа и температуре +10 °С, если номинальное значение его плотности равно 748 кг/м³.

8. Определить молекулярную массу нефтяных фракций, средняя температура кипения которых 110, 130, 150 °С.

9. Смесь состоит из двух компонентов. Масса каждого компонента 1 500 кг; молекулярная масса $M_1 = 100$ и $M_2 = 156$. Определить среднюю молекулярную массу нефти.

10. Определить среднюю молекулярную массу широкой фракции, состоящей из 20 % бензина с $M = 110$, 40 % лигроина с $M = 150$, 20 % керосина с $M = 200$ и 20 % газойля с $M = 250$.

11. Определить среднюю молекулярную массу нефтепродукта, имеющего среднюю температуру кипения 100 °С и характеристический фактор $K = 1,08$.

12. Определить среднюю молекулярную массу нефтепродукта, имеющего плотность $d_{15}^{15} = 0,785$.

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Классификация и физико-химические свойства нефтей и нефтепродуктов.
2. Плотность и молекулярная масса нефти и нефтепродуктов.

На оценку «хорошо»

1. Давление насыщенных паров.
2. Технические характеристики нефти и нефтепродуктов.

На оценку «отлично»

1. Вязкость.
2. Теплофизические свойства нефти и нефтепродуктов.

Модуль 3

ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение

При перегонке нефти, имеющей типичный состав, можно получить: 31 % бензиновых фракций, 10 % керосиновых, 51 % дизельных, 20 % базового масла и около 15 % мазута (рис. 3.1). Эти фракции являются базовыми для получения товарных нефтепродуктов, ассортимент которых достаточно велик и весьма разнообразен. Упрощенная схема использования нефти позволяет систематизировать знания о процессах в нефтепереработке. Отечественной промышленностью освоен выпуск свыше 500 наименований нефтепродуктов, поэтому ниже будут даны показатели только тех, которые занимают значительное место в грузообороте объектов хранения или часто встречающиеся в повседневной жизни.

Условно товарные нефтепродукты делятся на светлые, темные, пластичные смазки и нефтехимические продукты.

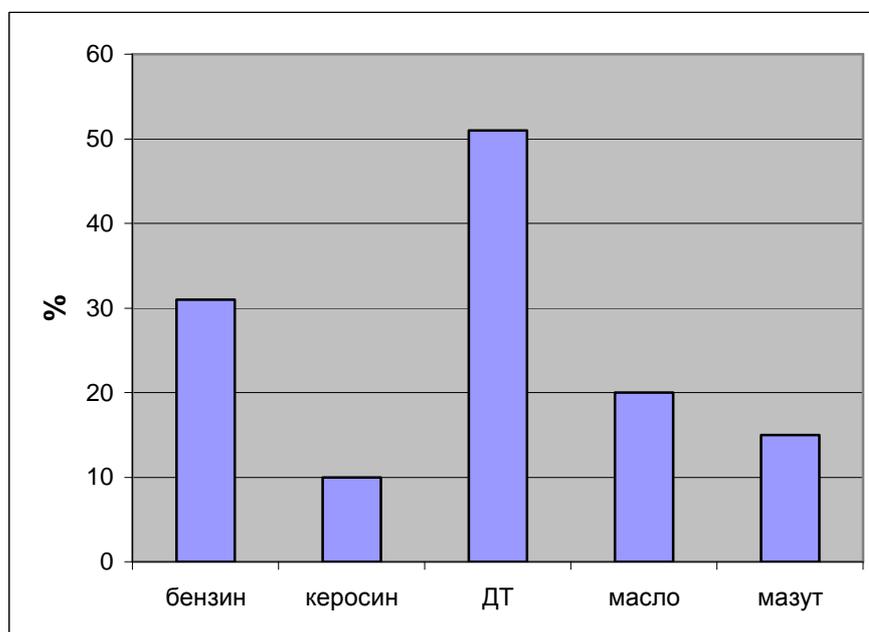


Рис.3.1. Схема использования нефти

К светлым нефтепродуктам относят бензины, керосины, топлива для реактивных двигателей, дизельные топлива. Темные нефтепродукты – это различные масла и мазуты.

Схема изучения материала

№	Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1	Эксплуатационные требования, предъявляемые к топливам. Показатели качества бензинов. Топлива дизельные. Эксплуатационные требования, предъявляемые к смазочным материалам. Ассортимент масел. Масла моторные. Нефтепродукты различного назначения	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Методы расчета давления насыщенных паров	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
3	Показатели качества нефтепродуктов	Предварительный контроль	Практическое занятие	1

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Эксплуатационные требования, предъявляемые к топливам

Эксплуатационно-техничко-экономические показатели работы карбюраторных и дизельных двигателей внутреннего сгорания, надежная и бесперебойная работа всех систем (топливной, газораспределительной, впускной и выпускной, смазочной, пуска и зажигания) и минимальные значения их износов, в т.ч. и машины в целом, определяются в значительной мере показателями качества автомобильного бензина и дизельного топлива.

Обеспечение длительной и надежной работы двигателей внутреннего сгорания строительных машин возможно при предъявлении к топливу основных эксплуатационных требований, изложенных в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Требования, предъявляемые к топливам

Требования к топливу	Назначение требований
1	2
Автомобильный бензин	
Полное сгорание получаемой топливно-воздушной смеси без возникновения детонации на всех режимах работы двигателя	Получение требуемой мощности карбюраторного двигателя, обеспечение надежности работы двигателя
Высокая теплота сгорания бензина и рабочей смеси на его основе; образование топливно-воздушной смеси требуемых состава и свойств. Отсутствие или минимальное образование нагара	Обеспечение требуемой мощности и топливной экономичности двигателя

1	2
Отсутствие коррозии деталей при непосредственном контакте с бензином и топливно-воздушной смесью. Стабильность качества при транспортировке, перекачивании и хранении; низкая температура застывания	Надежность работы двигателя и обеспечение требуемой экономичности
Способность к фильтрованию и отстаиванию	Обеспечение требуемого качества
Экологическая безопасность	Устранение отрицательного (вредного) воздействия на человека и окружающую среду
Дизельное топливо	
Хорошая прокачиваемость дизельного топлива при различных температурах	Обеспечение бесперебойной и надежной работы насоса высокого давления и двигателя
Отсутствие или минимальное нагарообразование и закоксовывание распылителей форсунок	Устранение перегрева и повышенного износа сборочных единиц двигателя. Обеспечение требуемой мощности и экономичности двигателя
Качественное смесеобразование и хорошее воспламенение; требуемая вязкость, фракционный состав и химическая стабильность	Надежная работа двигателя обеспечение требуемой мощности и экономичности
Отсутствие сернистых соединений, водорастворимых кислот и щелочей, механических примесей и воды	Обеспечение коррозионной стойкости и отсутствие интенсивного износа сборочных единиц двигателя
Отсутствие коррозионного воздействия на топливную систему двигателя	Обеспечение требуемой надежности работы двигателя

2. Показатели качества бензинов

Бензины принято разделять по их использованию: бензины-растворители, газовые бензины, автомобильные и авиационные. Классифицируют бензины также по способу их получения.

Бензины-растворители – узкие фракции бензина прямой перегонки с фракционным составом 70 – 120 °С. Обычно применяют в резиновой, лакокрасочной и других отраслях промышленности. Типичный представитель бензинов-растворителей Р-2 с плотностью $\rho_{20} = 730 \text{ кг/м}^3$, $t_{\text{нк}} = 80 \text{ °С}$.

Автомобильные бензины, предназначенные для карбюраторных двигателей, состоят из легких фракций, выкипающих при температурах 40 – 250 °С. Важнейшими показателями автомобильных бензинов является давление насыщенных паров (29,3 – 47,9 кПа) и детонационная стойкость, выражаемая октановым числом.

Октановое число – показатель, численно равный содержанию изооктана (% об.) в такой его смеси с *n*-гептаном, которая по интенсивности

детонации в одноцилиндровом двигателе в стандартных условиях испытания эквивалентна испытываемому топливу (октановое число изооктана условно принято равным 100, а *n*-гептана – нулю).

Детонация – это явление в двигателях, сопровождающееся стуками, скачкообразным изменением давления в цилиндрах и обусловленное запаздыванием воспламенения топлива.

Октановое число бензина можно повысить добавлением в него ароматических углеводородов, а также уменьшением температуры конца кипения. Если эти меры не обеспечивают получение бензина с нужным октановым числом, то в топливо добавляют антидетонаторы. Наиболее широко применяют тетраэтилсвинец (ТЭС). На практике октановое число определяют на специальных одноцилиндровых установках моторным (ГОСТ 511-82) или исследовательским (ГОСТ 8226-82) методом, а также методом детонационных испытаний на автомобильных двигателях в стендовых и дорожных условиях (ГОСТ 10373-75).

В соответствии с ГОСТ 2084-77 автомобильный бензин выпускают четырех марок: А-72, А-76, АИ-93, АИ-95 и АИ-98. По ГОСТ 38.019-75 производят бензин «Экстра» летнего и зимнего видов. Бензины летнего вида предназначены для применения во всех районах страны, кроме северных и северо-восточных, с 1 апреля по 1 октября, в южных – в течение года, а бензины зимнего вида – в течение всех сезонов, а в северных и северо-восточных районах – с 1 октября по 1 апреля.

Из табл. 3.2 видно, что бензины, используемые во Франции, Японии и других странах отличаются меньшими значениями давления насыщенных паров и особенно меньшим содержанием серы.

Таблица 3.2

Общие характеристики бензинов

Показатели	Бензин						
	А-72	А-76	АИ-93	Экстра	Франция	ФРГ	Япония
Октановое число	72	76	93(85)	98	91	94	98
ТЭС*, г/кг	–	0,41	0,82	0,82	0,59	0,63	0,80
Серы, %	0,12	0,10	0,10	0,10	0,03	0,05	–
Давление P_s , мм рт. ст.							
летнего	500	500	500	400	400	430	340
зимнего	600	600	600	–	480	640	360
*Примечание. $t_{н,к}$ и $t_{к,к}$ – температура начала и конца кипения, ТЭС – тетраэтилсвинец							

В США автомобильные бензины (ASTM 639-68 T) выпускают пяти марок: для холодных условий, для умеренных, для теплой погоды, для жаркого климата и для особо тяжелых условий. Кроме того, выпускают два сорта бензина каждой марки (по антидетонационным свойствам) – обычный и премиальный. Все бензины обычного сорта имеют октановые числа не менее 90, а для премиального сорта – 96.

Авиационные бензины – нефтепродукты с температурой кипения 50 – 150 °С, являющиеся топливом самолетов и вертолетов, оборудованных карбюраторными двигателями. В России выпускают авиационные бензины следующих марок: Б-70; Б-100/130, Б-95/130, Б-91/115. Маркировка состоит из буквы Б (означает бензин авиационный) и цифры, указывающей октановое число бензинов, или дроби, в числителе которой указывается октановое число, а в знаменателе – сортность бензина на богатой (рабочей) смеси. Рабочая смесь – смесь, образующаяся в цилиндрах двигателя, содержащая воздух, необходимый для горения топлива. Бедная рабочая смесь содержит избыток воздуха, богатая – недостаточное количество воздуха. В последнем случае работа двигателя сопровождается увеличением его мощности, удельного расхода топлива и понижением экономичности его работы.

Для безопасности в обращении, а также для маркировки этилированные авиационные бензины окрашивают в три цвета: Б-100/130 – в оранжево-желтый, Б-95/130 – в желтый, Б-91/115 – в зеленый. Неэтилированный бензин Б-70 – бесцветный.

Авиационные бензины должны быть химически нейтральными и не вызывать коррозию металлов и емкостей. С этой целью в бензинах ограничивают содержание серы до 0,05% и не допускают присутствия в них водорастворимых кислот и щелочей.

3. Топлива дизельные

Дизельные топлива – топлива, содержащие бензиновые, лигроиновые, газойливые фракции и мазут и используемые в быстроходных дизельных двигателях с частотой вращения коленчатого вала 1000 об/мин и более, с воспламенением от сжатия. В зависимости от климатических условий использования машин в соответствии с ГОСТ 305-82 (с изм.) для двигателей выпускают три вида дизельного топлива:

- Л (летнее) – для использования при положительной температуре;
- З (зимнее) – для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до –20 °С, с температурой застывания (потеря подвижности) не

выше $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$. В тех случаях, когда двигатели эксплуатируют при температуре до $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$, используют зимнее топливо с температурой застывания выше $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$;

- А (арктическое) – для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, температурой застывания не выше $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В стандартах на дизельное топливо, кроме температуры застывания, нормируют температуру помутнения, при которой топливо теряет фазовую однородность. Для летних сортов топлива она – не выше $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (температура застывания $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$), для зимних – на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ выше температуры застывания (-25 и $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$). Для обеспечения надежной работы необходимо, чтобы температура помутнения была на $6 - 8\text{ }^{\circ}\text{C}$, а застывания – на $10 - 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже температуры окружающего воздуха.

В зависимости от содержания серы вырабатывают дизельное топливо двух видов:

- содержание серы не более $0,2\text{ }%$;
- содержание серы более $0,5\text{ }%$ (для арктического – $0,4\text{ }%$).

Самовоспламеняемость дизельного топлива оценивается цетановым числом (ц.ч.), численно равным (в %) содержанию цетана ($\text{C}_{16}\text{H}_{34}$) в такой смеси с метилнафталином ($\text{C}_{11}\text{H}_{10}$), которая эквивалентна испытуемому топливу. Ц.ч. можно повысить смешением топлива с парафиновыми углеводородами или добавлением специальных присадок.

Температура вспышки, при которой пары топлива в смеси с воздухом вспыхивают при поднесении огня, характеризующая испаряемость и огнеопасность, для топлива марки Л должна быть не ниже $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, марки З – не ниже $35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Температура самовоспламенения летнего топлива равна $300\text{ }^{\circ}\text{C}$, зимнего – $310\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температурные пределы воспламенения: у летнего – нижний $69\text{ }^{\circ}\text{C}$, верхний – $119\text{ }^{\circ}\text{C}$, у зимнего – соответственно 62 и $105\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Примеры условного обозначения марок топлива: топливо дизельное Л-0,2-40 – топливо летнее с массовой долей серы $0,2\text{ }%$ и температурой $40\text{ }^{\circ}\text{C}$; топливо дизельное З-0,2-35 ГОСТ 305-82 – топливо зимнее с массовой долей серы до $0,2\text{ }%$ и температурой застывания – $35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Дизельное топливо должно обеспечивать легкий запуск двигателей с минимальной задержкой воспламенения, иметь фракционный состав и вязкость для тонкого распыления и легкого испарения, обеспечивающих более полное его сгорание. Кроме того, топливо должно обладать хорошими низкотемпературными свойствами и не содержать коррозионно-активных продуктов, смолистых соединений, механических примесей и воды.

Газотурбинное топливо по условию эксплуатации турбин подразделяются на топливо для стационарных и реактивных двигателей.

Для стационарных двигателей выпускают топлива: ТГВК (высшей категории) и ТГ (обычное, $\rho_{20} = 935 \text{ кг/м}^3$).

Топливо для реактивных двигателей бывает двух видов:

- для аппаратов с дозвуковой скоростью (Т-1, ТС-1, ТС-2СМ, РТ);
- для аппаратов со сверхзвуковой скоростью (Т-5, Т-6, Т-8).

Реактивные топлива (авиационные керосины) представляют собой керосиновые фракции первичной перегонки с температурой начала кипения 150 – 195 °С. Такие топлива должны иметь хорошую испаряемость, высокую теплоту сгорания, быть термически стабильными. От топлив ТГВК и ТГ реактивные топлива отличаются пониженным содержанием серы.

Из специфических требований, предъявляемых к реактивным топливам, следует отметить следующие: минимальная плотность, максимальная теплота сгорания, максимальное содержание легких фракций и минимальное значение давления насыщенных паров. За рубежом все реактивные топлива в военной и гражданской авиации делят на три типа:

- широкого фракционного состава с пределами кипения 60 – 235 °С;
- керосины с пределами кипения 70 – 300 °С;
- керосины с высокой температурой вспышки (60 °С), предназначенные для газотурбинных двигателей на морских судах.

Кроме того, все топлива содержат присадки-антиокислители, противокоррозийные, антиобледенительные и др.

Керосин осветительный – фракции нефти, вскипающие в основном в интервале 200 – 280 °С, используемые в качестве растворителей, топлива, для промывки деталей и стрелкового оружия. Маркировка следующая: КО-30 – керосин осветительный, а цифра указывает высоту некоптящего пламени.

4. Эксплуатационные требования, предъявляемые к смазочным материалам

Эксплуатационные и физико-химические свойства смазочных масел определяются показателями и признаками их качества.

Обязательными показателями для всех видов масел являются: вязкость, содержание водорастворимых кислот и щелочей, содержание механических примесей и воды, температуры застывания и вспышки. Специфические показатели обязательны для отдельных видов смазочных масел.

На эксплуатацию машин расходуется смазочных масел значительно меньше, чем топлива. Однако стоимость их значительно выше стоимости моторных топлив, что существенно повышает себестоимость эксплуатации техники.

Качество и правильное применение масел существенно влияют на безотказность и долговечность работы, на затраты по техническому обслуживанию и ремонту машин.

Основные требования, предъявляемые к смазочным маслам:

- работоспособность при возможно более низких температурах застывания;
- определенные вязкостные свойства и высокая маслянистость (для обеспечения жидкостного трения при нормальных условиях работы);
- физическая и химическая стабильность;
- минимальное коррозионное воздействие на контактируемые металлические сборочные единицы и детали машин;
- отсутствие механических примесей и воды;
- отсутствие образования смолисто-липковых отложений и нагаров, ухудшающих теплопередачу.

Для получения заданных физико-химических показателей качества и улучшения эксплуатационных свойств в состав смазочных масел вводят присадки. Обозначение смазочных масел выполняют в соответствии с ГОСТ 17479.0-85 – ГОСТ 17479.3-85 «Обозначение нефтепродуктов».

Надежная работа деталей двигателя и машины в условиях воздействия различных факторов (температуры, давления, скорости взаимного перемещения и материала трущихся поверхностей, шероховатости поверхности и качества термической обработки) обеспечивается применением различных видов и сортов смазочных материалов.

Смазочные материалы (смазочные масла и пластичные смазки) должны выполнять ряд функций: снижать износ соприкасающихся деталей за счет создания на трущихся поверхностях прочной масляной пленки, снижать потери энергии на трение, предохранять соприкасающиеся поверхности от коррозии, хорошо прилипать к поверхностям деталей, отводить от них тепло, уносить продукты износа, а в необходимых случаях – обеспечивать уплотнение зазоров. В процессе хранения и работы они не должны изменять своих свойств и подвергаться разрушению под воздействием температур.

При использовании масел необходимо учитывать их физико-химические свойства.

Химические процессы, происходящие при высоких температурах, окисление и разложение, которые приводят к образованию твердых и ма-зеобразных отложений, загрязняющих детали двигателя, характеризуются термоокислительной и термической стабильностью. Стойкость масла к

окислению при повышенных температурах называют **термоокислительной**, а к разложению – **термической стабильностью**. Для современных масел термоокислительная стабильность должна быть не ниже 80 – 90 мин. У масел с неудовлетворительной термической устойчивостью термоокислительная стабильность – 20 – 25 мин.

Температура вспышки масла указывает на огнеопасность и его испарение при нагревании. Низкая температура свидетельствует о наличии в масле топлива. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, на 20 – 30 °С меньше, чем в открытом, т.к. часть паров масла при нагревании в открытом тигле улетучивается. Масла с низкой температурой вспышки дают большой нагар, сильнее испаряются, требуют частой смены.

Механические примеси (пыль, песок, ржавчина, частицы металла) и вода, попавшие в масло при сливе, заправке, хранении и эксплуатации двигателя, приводят к преждевременному износу деталей, засорению фильтров.

Вода вызывает коррозию металлических частей, ухудшает смазочные свойства, эффективность моющего и диспергирующего действия масел с присадками (присадка выпадает в осадок).

Коксуемость – склонность масла к разложению под влиянием высоких температур с образованием твердых углеродных осадков (кокса). Коксуемость зависит от химического состава масла и степени его очистки. Она возрастает у масел с присадками, но от этого их свойства не ухудшаются.

Зольность – количество золы, получающейся при сгорании масла. Зола представляет собой минеральные вещества, присутствующие в масле в растворенном состоянии. Ее количество резко возрастает с введением в масло присадки, металлоорганические соединения которой после сгорания остаются в золе.

Щелочное число – это количество миллиграмм КОН, нейтрализующее 1 кг испытываемого продукта. Чем выше щелочность масла, тем больше содержится в нем присадки, тем лучше его нейтрализующие свойства и качество. Для обеспечения нормальной эксплуатации щелочность масла должна быть не менее: для двигателей средней форсировки – 3,5 – 4, для высокофорсированных двигателей – 6 – 6,5 мг КОН на 1 г масла.

Диспергирующие свойства – способность масла не образовывать крупные частицы продуктов окисления, а при появлении – разрушать их.

Присадки не дают слипаться частицам окислившегося масла, разбивают их крупные скопления на мелкие, поддерживают во взвешенном состоянии, не дают прилипнуть им к поверхности деталей и смывают смолистые продукты при высокой температуре.

При подборе масел учитывают, что их вязкость зависит от температуры. Степень вязкости от температуры называется **индексом вязкости**, который зависит от состава масел.

5. Ассортимент масел

В товарном ассортименте имеется более 400 марок масел различного назначения, однако широко распространено ограниченное их число.

Смазочные масла (СМ) по применению согласно ГОСТ 4.24-84 и ГОСТ 26191-84 подразделяют на **моторные, трансмиссионные, специальные и различного назначения.**

Базовое масло (автол) – масла, применявшиеся в прошлом для смазки автомобильных и тракторных двигателей. Сейчас используется как базовое масло и для изготовления масел.

Масла автотракторные – нефтяные дистиллятные масла малосернистых нефтей с присадками (встречаются еще под названием масла моторные), предназначенные главным образом для смазки карбюраторных и дизельных двигателей. Различаются существенно по вязкости (ν_0 изменяется от 360 до 1000 сСт) и по температуре застывания $t_{зас} = -15 - -42$ °С.

Дизельные масла – нефтяные масла с присадками для смазки автомобильных, тракторных и судовых двигателей.

Авиационные масла – высоковязкие масла, подвергнутые специальной обработке, имеют высокую смазочную способность, обладают высокой стабильностью.

Индустриальные масла – масла без присадок и с присадками, предназначенные для смазки узлов и механизмов различных установок.

Турбинные масла – масла, предназначенные для смазывания и охлаждения паровых и газовых турбин, насосов и других агрегатов. Машины указанного типа снабжены обычно циркуляционной системой, и замена масла требует значительных затрат. Основные требования к маслам в связи с этим следующие: продолжительность работы, стойкость против окисления (т.к. есть контакт с воздухом), способность полностью отделяться от воды и работать под высоким давлением.

Трансформаторные масла – масла с низкой температурой застывания, с высокими диэлектрическими свойствами и маловязкие.

Конденсаторные масла предназначены для заливки и пропитки бумажных конденсаторов.

Кабельные масла – высоковязкие жидкости, служащие в качестве пропитки и изоляционной среды в маслonaполнительных кабелях. Являются хорошими диэлектриками.

Реактивные масла – общее название масел, предназначенных для смазки турбовинтовых и турбореактивных двигателей. Это обычно прозрачные жидкости от светло-желтого до коричневого цвета, легкоподвижные ($\nu_{50} = 6 - 8 \text{ сСт}$), с довольно низкой окислительной способностью.

Трансмиссионные масла – масла, предназначенные для смазывания деталей узлов машин и механизмов и способные обеспечить хорошую смазку трущихся деталей, вынос продуктов износа, отвод пара и тепла; снижение вибрации, уменьшение шума и т.д. Такие масла обычно высоковязкие.

6. Масла моторные

Масла моторные на нефтяной основе с присадками в соответствии с ГОСТ 17479.1-85 классифицируются по эксплуатационным свойствам на группы масел в зависимости от степени форсирования двигателей.

Величина вязкости и эксплуатационные свойства являются основой назначения марок моторных масел по каждой группе, указанной в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Классификация моторных масел

Группы масел по эксплуатационным свойствам	Рекомендуемая область применения
А	Нефорсированные карбюраторные дизельные двигатели
Б Б1 Б2	Малофорсированные карбюраторные двигатели То же, дизельные двигатели
В В1 В2	Среднефорсированные карбюраторные двигатели То же, дизельные двигатели
Г Г1 Г2	Высокофорсированные карбюраторные двигатели То же, дизельные двигатели
Д	Дизельные двигатели, работающие в тяжелых условиях
Е	Дизельные малооборотные двигатели с лубрикаторной системой мазки, работающие на тяжелом топливе, содержанием серы до 3,5%

Принятая система обозначения моторных масел (кроме авиационных) основана на вязкости и эксплуатационных свойствах масел (ГОСТ 17479.1-85).

В зависимости от кинематической вязкости моторные масла делят на классы. Дробные классы указывают, что по вязкости при температуре $-18 \text{ }^\circ\text{C}$ масло соответствует классу, указанному в числителе, по вязкости при температуре $100 \text{ }^\circ\text{C}$ – классу, указанному в знаменателе.

В зависимости от области применения моторные масла делят на группы А, Б, В, Г, Д, Е. Масла группы Б, В, Г подразделяют на подгруппы Б1, Б2, В1, В2 и Г1, Г2. Индекс 1 присвоен маслам для карбюраторных двигателей, индекс 2 – для дизелей. Универсальные моторные масла, предназначенные для использования как в дизелях, так и карбюраторных двигателях одного уровня форсирования, индекса в обозначении не имеют.

Условные обозначения моторных масел по ГОСТ 17479.1-85: первый буквенный индекс М обозначает моторное масло; цифровой индекс указывает класс вязкости (8, 10, 12 или 63/10); второй буквенный индекс А, Б, В, или Г – группу по эксплуатационным свойствам; цифровой индекс 1 обозначает, что масло для карбюраторных двигателей, а индекс 2 – для дизельных двигателей. Универсальные масла, принадлежащие к разным группам, имеют двойное обозначение, в котором первое характеризует масло при применении в дизелях, второе – в карбюраторных двигателях. Индекс «з» означает наличие загущенных присадок в масле.

Примеры обозначения моторных масел:

- М-8Г1 – моторное масло класса вязкости 8 для высокофорсированных карбюраторных двигателей;
- М-10-В2 – моторное масло класса вязкости 10 для среднефорсированных дизельных двигателей;
- М-63/10-В2 – моторное масло класса вязкости 63/10, загущенное для среднефорсированных дизельных двигателей;
- М-63/10-В – моторное масло класса вязкости 63/10 универсальное для среднефорсированных двигателей.

Моторные масла в соответствии с предъявленными требованиями должны:

- обладать высокими антикоррозионными свойствами;
- бесперебойно поступать к трущимся деталям двигателя при любых режимах работы и температурных условиях;
- обеспечивать минимальный износ деталей двигателя с минимальными затратами энергии на преодоление трения;
- не образовывать при длительной работе двигателя нагаро- и лакоотложений на деталях цилиндропоршневой группы и низкотемпературных отложений в каналах маслоподдачи и на стенках картера;
- иметь высокую стабильность (не изменять своих свойств в процессе работы и при хранении);

- уплотнять зазоры в сопряжениях работающего двигателя (цилиндропоршневой группы);
- отводить тепло от трущихся деталей и продукты износа из зоны трения;
- обеспечивать минимальный расход в двигателе и большой срок службы до замены;
- быть экономичным.

Соответствие классов вязкости отечественных и зарубежных моторных масел представлено в табл. 3.4, соответствие по группам эксплуатационных свойств – в табл. 3.5.

Таблица 3.4

**Соответствие классов вязкости отечественных моторных масел
классификации SAE**

Класс вязкости	Класс по SAE/300e	Класс вязкости	Класс по SAE/300e
33	5	33	5W-20
43	10	43/6	10W-20
53	15	43/8	10W-20
63	20	43/10	10W-30
6	20	53/10	15W-30
8	20	53/12	15W-30
10	30	53/14	15W-40
12	30	63/10	20W-30
14	40	63/14	20W-40
16	40	63/16	20W-40
20	50	–	–

Таблица 3.5

**Ориентировочное соответствие моторных масел
по группам эксплуатационных свойств**

Группы ГОСТ 17479.1-85	Группы API
А	SB
Б	SC/CA
Б ₁	SC
Б ₂	CA
В	SD/CB
В ₁	SD
В ₂	CB
Г	SE/CC
Г ₁	SE
Г ₂	CC
Д	CD
Е	–

Основное назначение **трансмиссионных масел** – смазывание высоконагруженных зубчатых спирально-конических, гипоидных и цилиндрических силовых передач, подшипников и других сборочных единиц и деталей.

Соответствие по группам эксплуатационных свойств представлено в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Соответствие классов вязкости трансмиссионных масел

Класс вязкости ГОСТ17479.2-85	Класс по SAE 13068
9	75W
12	80W/85W
18	90
34	140

Объем потребления трансмиссионных масел на эксплуатацию машин не превышает 1% от расхода топлива и зависит в основном от конструктивных особенностей машины.

Согласно ГОСТ 23651-79 (с изм.) предусмотрено восемь марок трансмиссионных масел: ТСП-14,5; ТЭп-15; ТСП-10; ТСП-14; ТСП-15К; ТАп-15В; ТСП-14гип и ТАД-17и. В зависимости от условий применения трансмиссионные масла подразделяются на 5 групп (табл. 3.7). Каждая группа включает несколько марок масел и отличается по назначению, условиям работы и наличию присадок. Из всех требований, предъявляемых к трансмиссионным маслам, наиболее важным является наличие высоких противозадирных и противоизносных свойств. Обеспечение этого требования достигают путем добавок к трансмиссионным маслам специальных присадок.

Трансмиссионные масла должны:

- обладать вязкостно-температурными свойствами, обеспечивающими надежную смазку и малые потери мощности при больших нагрузках на всех температурных режимах;
- обладать высокой несущей способностью смазочной пленки, предотвращающей износ, аварии и задир поверхностей зубьев шестерен;
- уменьшать износ всех деталей трансмиссии;
- не вызывать коррозию деталей и не разрушать уплотнительные материалы узлов трансмиссии;
- быть стабильными при хранении и применении;
- обеспечивать отвод тепла от трущихся деталей трансмиссии, вымывание и удаление продуктов износа из зоны трения;
- обладать противопенной стойкостью.

Группы трансмиссионных масел, их вязкость

Группа	Назначение	Условие работы	Наличие присадок	Класс вязкости
1	Прямозубые, спирально-конические и червячные передачи	До 1 600 МПа, до 90 °С	Без противозадирных присадок	18, 34
2	То же	До 2 100 МПа, до 130 °С	С противозадирными присадками	9, 12, 18, 34
3	То же	До 2 500 МПа, св. 150 °С	Со слабыми противозадирными присадками	То же
4	То же, и гипоидные передачи	До 3 000 МПа, до 150 °С	С сильными противокоррозийными присадками	То же
5	Гипоидные передачи, работающие при высокой скорости, ударных нагрузках	До 3 000 МПа, до 150 °С	С сильными противозадирными и с повышающими термоокислительную стабильность многофункциональными присадками	То же

7. Нефтепродукты различного назначения

В зависимости от функционального назначения в процессе эксплуатации надежная работа машин обеспечивается применением различных специальных (технических) жидкостей: охлаждающих, пусковых, тормозных, амортизаторных и промывочных.

Охлаждающие жидкости должны эффективно отводить тепло (обладать большой теплоемкостью, хорошей теплопроводностью и небольшой вязкостью), иметь высокую температуру кипения и теплоту испарения, обладать низкой температурой замерзания (кристаллизации), не образовывать отложений в системе охлаждения, не вспениваться в процессе работы, сохранять физико-механические свойства при работе и хранении, быть безопасными в пожарном отношении и безвредными для здоровья работающих.

Пусковые жидкости должны обладать высокой испаряемостью и самовоспламеняемостью при низких температурах, обладать свойством незамерзаемости при низких температурах, высокими противокоррозионными

ми и противоизносными свойствами (в топливной системе), стабильностью и постоянством физико-химических свойств при хранении.

Тормозные жидкости являются разновидностью гидравлических рабочих жидкостей и наряду с требованиями, предъявляемыми к гидравлическим рабочим жидкостям, к ним добавляются специфические требования: обладать хорошей смазывающей способностью, иметь стабильные температурные свойства, низкую температуру застывания (замерзания), высокие противокоррозионные и противоизносные свойства, высокую устойчивость к разрушению резиновых изделий, обладать стабильностью и постоянством физико-химических свойств при длительном хранении.

Амортизаторные жидкости должны обладать низкой температурой застывания, иметь постоянные и высокие вязкостно-температурные свойства в широком диапазоне температур, обладать смазывающей способностью, иметь высокую термическую и механическую стабильность, обладать антикоррозионными и противоизносными свойствами, стабильностью физико-механических свойств при длительном хранении.

Промывочные жидкости должны обладать высокой противокоррозионной устойчивостью, быть безопасными и безвредными для здоровья работающих, иметь высокие очистительные свойства от смолянистых отложений и нагара.

Смазки пластичные – густые мазеобразные вещества (от белого до черного цвета), занимающие промежуточные значения между маслами и твердыми смазочными веществами. Обладают пластичностью, т.е. способностью не деформироваться под действием незначительных нагрузок, а при критических нагрузках начинают течь как смазочные масла. Смазки могут выполнять различные функции: антифрикционные (снижая трение и износ в механизмах), консервационные (предохраняя металлические поверхности от коррозионного действия внешней среды), уплотнительные (герметизируя затворы в механизмах и оборудовании). Обычно смазки получают из масел с применением специальных загустителей, присадок и добавок.

Добавки – твердые вещества (добавляемые к смазкам), нерастворимые в дисперсионной среде смазки. Наиболее распространенные добавки: графит, слюда, асбест, порошки цветных металлов (свинца, цинка, меди и т.д.).

Присадки – вещества, добавляемые в незначительных количествах к топливам, маслам и смазкам для улучшения их природных свойств или придания новых свойств, необходимых в условиях их производства, транспортирования и эксплуатации.

Известны присадки следующих типов: вязкостные, депрессорные, антиокислительные, термоокислительные, антикоррозионные, противозадирные, противозадирные, противопенные, многофункциональные, прирабочные, антиобледенительные (для реактивных топлив). Некоторые присадки способны изменить сразу несколько свойств продукта.

Тетраэтилсвинец (ТЭС) – $(C_2H_5)_4Pb$, представитель присадок, летучая, тяжелая маслянистая жидкость, нерастворимая в воде, легко растворимая в спиртах и эфирах, легко горит и воспламеняется, $\rho_{20} = 1652 \text{ кг/м}^3$, высокотоксична ($C_{доп.} = 5 \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^3$). Известна как отличный антидетонатор. Добавляют в бензин в виде этиловой жидкости. В последние годы ставится вопрос о запрете ТЭС.

Солидол – представитель консервационных водостойких смазок. Может использоваться для смазки тихоходных редукторов.

Битумы нефтяные – твердые или жидкие водонерастворимые органические материалы, представляющие собой смесь углеводородов с остатками от перегонки нефти. Различают битумы вязкие и жидкие. Битумы вязкие (БНД 130/200 и др.) используются для дорожных щебеночных покрытий. Битумы жидкие: СГ – густеющие со средней скоростью, МГ – медленно густеющие со средней скоростью и БГ – быстро густеющие, используются в гидротехнических сооружениях и для гидроизоляции.

При добавлении в битум поверхностно-активных веществ в маркировках добавляют букву «п» (БНДп 130/220). Кроме перечисленных битумов выпускают еще битумы кислотно-упорные (для аккумуляторов), кровельные БНК и изоляционные марки БНИ.

Асфальт – смесь битума с минеральными материалами, придающими битуму повышенную устойчивость воздействию температуры.

Газойль – (gas – газ, oil – масло) нефтяная фракция с пределами от 230 до 360 °С. Занимает промежуточное положение между керосином и маслом.

Лигроин – нефтяная фракция, занимающая по $t_{кип}$ промежуточное положение между бензином и керосином, выкипает при температуре 120 – 140 °С.

Гудрон – черная смолистая масса разной консистенции, остающаяся после отгонки нефти легкой фракции и большей части масляных фракций. Обычно гудрон составляет 10 – 20 % от нефти.

Глицерин – $(C_3H_5(OH)_3)$, сиропообразная бесцветная жидкость сладкого вкуса, $\rho_{15} = 1\,265 \text{ кг/м}^3$, $\mu_{25} = 945 \text{ сП (мПа}\cdot\text{с)}$, хорошо растворима в воде. Применяется для производства взрывчатых веществ, парфюмерии и медицине.

Ацетон – $(\text{CH}_3\text{COCH}_3)$, бесцветная легко воспламеняющаяся жидкость, образующая с воздухом взрывоопасные смеси. $P_{s20} = 180$ мм рт. ст., $t_{\text{кин}} = 56$ °С, $\rho_{20} = 791$ кг/м³, $\mu_{15} = 0,337$ МПа·с. Смешивается со спиртом в любых пропорциях. Хорошо растворима с эфиром и водой, растворяет смолы и лаки.

Кокс – пористая твердая масса (от серого до черного цвета) высокомолекулярных тугоплавких и высокоамортизированных углеводородов с незначительным содержанием солей. Основная ценность кокса – низкая зольность, позволяющая применять его для изготовления электродов.

Нефть искусственная – нефть, полученная из угля, горючих сланцев и др. веществ. (Из 1 000 кг каменного угля можно получить 640 л нефти).

Мазут – остаточные фракции после атмосферной перегонки нефти, составляющие около 50 % нефти. Используют в качестве топлива в энергетике, металлургии, котельных.

Нафталин – ароматический углеводород C_{10}H_8 , не растворимый в воде.

Парафин – смесь твердых углеводородов метанового ряда нормального строения с 18 – 35 атомами углерода в молекуле. Парафины – вещества белого цвета, без запаха, кристаллического строения, Молекулярная масса составляет 300 – 500, $\rho_{15} = 800 - 920$ кг/м³, с температурой плавления 40 – 60 °С. Парафины используются для получения вазелина, смазок, присадок. Область применения – парфюмерная, бумажная, кожевенная, текстильная промышленность, медицина.

Пенообразователь – жидкость темно-коричневого цвета, применяемая для получения воздушной механической пены при тушении пожаров.

Скипидар – сложная смесь, состоящая в основном из углеводородов ряда $\text{C}_{10}\text{H}_{16}$, бесцветная с характерным запахом и не растворимая в воде.

Спирты (алкоголи) – производные углеводородов, содержащие гидроксильную группу у насыщенного атома углерода, вязкость метилового спирта $\mu_{20} = 0,611$ МПа·с, этилового – 1,2 МПа·с, *n*-пропилового – 1,78 МПа·с и т.д.

Эфир – легкий бензин, выкипающий в пределах 60 – 95 °С, получаемый отгонкой легкой фракции (крекинга) из бензинов прямой перегонки. (Крекинг – процесс переработки нефти и ее фракций, проводимый для улучшения вывода легких фракций и повышения их качества, разработал метод В.Г. Шухов). Крекинг ведется при повышенном давлении и температуре в присутствии специальных катализаторов. Эфиры обычно используются в медицине.

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Эксплуатационные требования, предъявляемые к топливам.
2. Показатели качества бензинов.
3. Топлива дизельные.
4. Эксплуатационные требования, предъявляемые к смазочным материалам.
5. Ассортимент масел.
6. Масла моторные.
7. Нефтепродукты различного назначения.

Вопросы для предварительного контроля

1. Эксплуатационные требования, предъявляемые к топливам и смазочным материалам.
2. Ассортимент масел.
3. Соответствие классов вязкости моторных масел.

Практические занятия

Теоретическая часть

Давление насыщенных паров – это давление, производимое паровой фазой, которая находится в равновесии с жидкостью при определенной температуре. Давление насыщенных паров индивидуального чистого вещества зависит только от температуры. Для смесей и таких продуктов, как нефть и нефтепродукты, давление насыщенных паров зависит не только от температуры, но и от состава паровой и жидкой фаз и их соотношения. Поэтому определение давления насыщенных паров нефтепродуктов представляет большие трудности. Однако для узких нефтяных фракций, выкипающих в узком интервале температур без заметного изменения состава фаз, можно с известной степенью приближения считать однозначной зависимость давления насыщенных паров от температуры. Единица давления в системе единиц СИ – паскаль (Па). Кратные единицы кПа, МПа. Паскаль – давление, вызываемое силой 1 Ньютон (Н), равномерно распределенной по поверхности площадью 1 м^2 и нормально к ней направленной.

При изучении фракционного состава нефтей и проведении технологических расчетов аппаратуры приходится пересчитывать давление насыщенных паров нефтепродуктов при одной температуре на давление при другой, а также температуру кипения нефтяных фракций от одного давления к другому. Для осуществления таких пересчетов предложены номограммы ([4] и рис. 3.2).

Примеры задач

№1

Узкая нефтяная фракция при атмосферном давлении имеет среднюю температуру кипения 149 °С. Какова температура кипения этой фракции при 266,6 кПа?

Решение: По номограмме [4] на оси координат находят точку, соответствующую температуре 149 °С, и из этой точки проводят прямую, параллельную оси абсцисс, до пересечения с вертикальной линией, отвечающей давлению 101,3 кПа. Получают точку *A*, которая легла на искомый луч. Затем от точки, соответствующей давлению 266,6 кПа, проводят вертикаль до пересечения с найденным лучом в точке *B*. Из точки *B* проводят горизонтальную линию, параллельную оси абсцисс, до пересечения со шкалой температур в точке *C*. Эта точка дает значение искомой температуры кипения, равной 190 °С.

№2

При разгонке мазута из колбы Кляйзена температура паров в момент замера была равна 150 °С, а остаточное давление 0,266 кПа. Какова температура паров при атмосферном давлении?

Решение: Используют номограмму (рис. 3.2). На левой шкале номограммы отмечают температуру 150 °С, на правой шкале – давление 0,266 кПа. Эти точки соединяют прямой и в точке пересечения со шкалой «температура кипения при нормальном давлении» находят значение искомой температуры, равное 330 °С.

Для подсчета давления насыщенных паров узких нефтяных фракций при низких давлениях пользуются формулой Ашворта

$$\lg(P - 3158) = 7,6715 - \frac{2,68f(T)}{f(T_0)}, \quad (3.1)$$

где P – давление насыщенных паров, Па;
 T – соответствующая температура, К;
 T_0 – температура кипения фракции при атмосферном давлении, К;
 $f(T)$ – функция температуры T , выражаемая уравнением

$$f(T) = \frac{1250}{\sqrt{T^2 + 108000} - 307,6} - 1. \quad (3.2)$$

Функцию $f(T_0)$ определяют аналогично. Значения функции для различных температур (T и T_0) приведены в табл. 3.8.

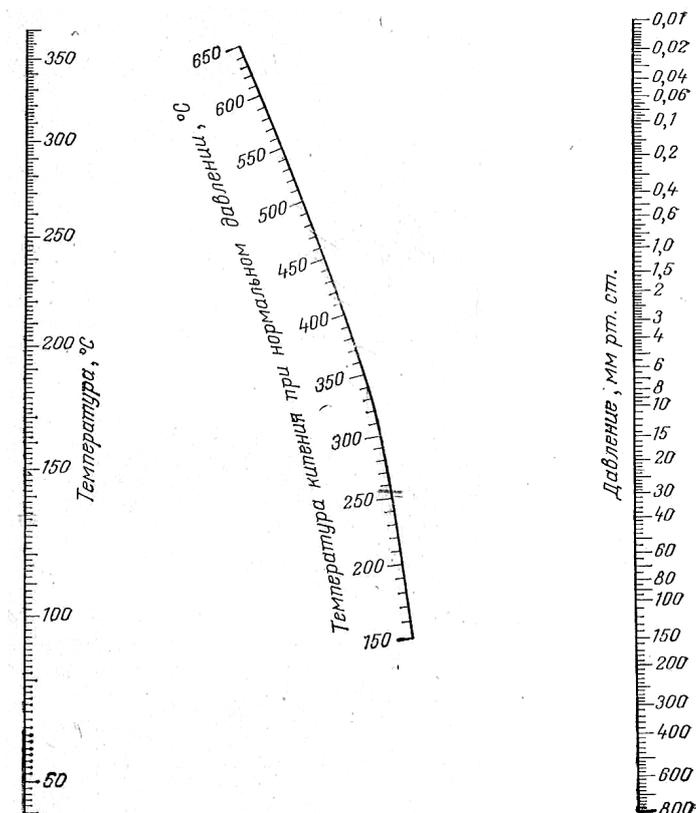


Рис.3.2. Номограмма для определения температуры кипения нефтепродуктов в зависимости от давления

№3

Узкая нефтяная фракция при атмосферном давлении имеет среднюю температуру кипения 170 °С. Определить давление насыщенных паров этой фракции при 260 °С.

Решение: Для решения задачи используем формулу Ашворта (3.1).

По табл. 3.8 найдем значения $f(T_0)$ для температуры 170 °С и $f(T)$ для температуры 260 °С

$$f(T_0) = 4,124$$

$$f(T) = 2,924$$

Значения $f(T)$

Температура, °C	$f(T)$	Температура, °C	$f(T)$	Температура, °C	$f(T)$	Температура, °C	$f(T)$
-40	12,122	100	5,595	240	3,144	380	1,952
-30	11,363	110	5,343	250	3,031	390	1,891
-20	10,699	120	5,107	260	2,924	400	1,832
-10	10,031	130	4,885	270	2,821	410	1,776
0	9,448	140	4,677	280	2,724	420	1,721
10	8,914	150	4,480	290	2,630	430	1,668
20	8,421	160	4,297	300	2,542	440	1,618
30	7,967	170	4,124	310	2,456	450	1,569
40	7,548	180	3,959	320	2,375	460	1,521
50	7,160	190	3,804	330	2,297	470	1,476
60	6,800	200	3,658	340	2,222	480	1,432
70	6,660	210	3,519	350	2,150	490	1,339
80	6,155	220	3,387	360	2,082	500	1,348
90	5,866	230	3,263	370	2,005	–	–

Подставим эти величины в (3.1)

$$\lg(P - 3158) = 7,6715 - \frac{2,68 \cdot 2,924}{4,124},$$

$$\lg(P - 3158) = 5,7715.$$

По таблицам антилогарифмов найдем значение этого числа, получим

$$P - 3158 = 590900,$$

$$P = 590900 + 3158 = 594058 \text{ Па.}$$

Давление насыщенных паров данной фракции при 260 °C

$$P = 594058 \text{ Па.}$$

На давление насыщенных паров оказывает влияние фракционный состав, отношения объемов паров и жидкости в рабочем баллоне, температура. При низких температурах и температурах, близких к начальной температуре кипения фракции, формула Ашворта дает несколько заниженные значения давления насыщенных паров.

Для определения давления насыщенных паров светлых нефтепродуктов и их узких фракций предложена формула

$$P_{38} = 6 + 23,3\Delta\phi p, \text{ кПа,}$$

$$\Delta\phi p = \frac{t_{95\%} - t_{н.к.}}{t_{н.к.} \cdot t_{95} \cdot t_{50}} \cdot 10^4.$$

Для товарных бензинов $\Delta\phi p = 1,5 - 2,5$.

Эта формула дает возможность определить давление насыщенных паров светлых нефтепродуктов, используя характерные температуры кипения.

Задачи

1. Бензиновая фракция выкипает при атмосферном давлении в пределах 56 – 310 °С. Определить давление насыщенных паров фракции при 190 °С.

2. Узкая нефтяная фракция при атмосферном давлении имеет среднюю температуру кипения 100 °С. Определить давление насыщенных паров этой фракции при 250 °С.

3. Нефтяная фракция имеет при атмосферном давлении среднюю температуру кипения 165 °С. Определить давление насыщенных паров данной фракции при 266 °С.

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Показатели качества бензина.
2. Ассортимент масел.

На оценку «хорошо»

1. Топлива дизельные.
2. Нефтепродукты различного назначения.

На оценку «отлично»

1. Масла моторные.
2. Эксплуатационные требования, предъявляемые к смазочным материалам.

Модуль 4

ИЗМЕНЕНИЕ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение

При эксплуатации техники, процессах хранения и транспортировки, сливно-наливных операциях наблюдаются потери нефтепродуктов, которые можно классифицировать как аварийные (нерегламентируемые) и эксплуатационные. Аварийные потери, несмотря на увеличение требований надежности систем транспорта и хранения нефтепродуктов, все еще имеют место и часто приносят огромный материальный ущерб. Опыт эксплуатации свидетельствует, что основные причины аварий происходят за счет коррозионных разрушений оборудования, нарушений правил эксплуатации объектов и стихийных бедствий.

Эксплуатационные потери нефтепродуктов многообразны и условно их принято подразделять следующим образом:

- **количественные** (использование топлива и смазочных материалов не по назначению; утечки, разливы, подтекания при неисправном оборудовании; остатки в емкостях и трубопроводах после слива; потери при удалении отстоев, осадков, при фильтровании топлива и смазочных материалов; перерасход при нарушении технического состояния машин, перерасход при нарушении рациональных режимов работы агрегатов и в целом техники; неправильный подбор топлива и смазочных материалов; перерасход при нерациональной организации использования машин);
- **качественные** (смешивание различных сортов топлива и смазочных материалов, обводнение, загрязнение, окисление (осмоление);
- **смешанные** (испарение при больших и малых дыханиях, при нарушении герметичности, длительном хранении).

Безусловно, рациональное расходование топлива и смазочных материалов невозможно без сокращения всех видов потерь, без соблюдения требований правильного выполнения технологических операций.

В общем случае, процессы, протекающие в топливах и смазочных материалах и ухудшающие их качества, разделяют на **физические** и **химические**.

Физические – это испарение, расслоение, загрязнение механическими примесями, поглощение влаги, смешение с другими нефтепродуктами и веществами, выделение высокоплавких компонентов при охлаждении.

Химические – окисление, конденсация, полимеризация, разложение, коррозия.

Схема изучения материала

№	Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1	Причины изменения качества нефтепродуктов. Загрязнение топлива и смазочных материалов	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Методы расчета динамической, кинематической и условной вязкости	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
3	Изменение качества нефтепродуктов	Предварительный контроль	Практическое занятие	1

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Причины изменения качества нефтепродуктов

Нефтепродукты до использования проходят ряд технологических операций в товарных парках, транспорт по нефтепроводам и в цистернах, заправку топливных баков и т.д., при которых происходят различные физические и химические процессы, оказывающие влияние на показатели качества топлив и смазочных материалов. Интенсивность этих процессов и, следовательно, глубина изменения качества зависят от целого ряда факторов, которые принято классифицировать по трем большим группам: состав нефтепродуктов (углеводородный, фракционный, элементарный и т.д.) и их физико-химические свойства; внешние условия; применяемые материалы технических средств. Более подробно факторы, влияющие на показатели качества, можно сгруппировать следующим образом:

- состав нефтепродукта: содержание и структура алканов, аренов, непредельных углеводородов, гетероорганических соединений – азотистых, сернистых, кислородных, смолистых веществ и металлоорганических соединений;
- внешние условия: температура, время, давление, радиация, присутствие микроорганизмов, состав внешней среды, соотношение газовой и жидкой фазы, концентрация кислорода, влажность и запыленность атмосферы;
- конструкция и материалы технических средств: качество и соотношение поверхности, конструктивные особенности трубопроводов, резервуаров, насосов и др.

1.1. Испарение

Обычно под испарением понимают парообразование, происходящее на свободной поверхности жидкости при температуре ниже точки кипения при данном давлении. Если давление насыщенного пара становится равным внешнему давлению или превышает его, то испарение переходит в кипение. Учитывая данное определение, можно с уверенностью заметить, что склонность к испарению у таких многокомпонентных жидкостей как нефтепродукты возрастает с увеличением содержания в них легких углеводородов.

По склонности к испарению и по изменению качества вследствие процессов испарения нефтепродукты располагаются в следующий убывающий ряд: бензин, реактивные топлива, дизельные топлива, газотурбинные топлива, котельные топлива, масла для реактивных двигателей, автомобильные масла, мазуты. Следует заметить, что испаряемость бензинов почти в 1 000 раз выше, чем у темных нефтепродуктов, например, таких как дизельные масла, мазут.

В бензинах вследствие потерь легких фракций понижается октановое число, уменьшается содержание бромистого этила – носителя свинца, повышается температура начала кипения. При этом ухудшаются пусковые свойства топлива и приемистость двигателей, увеличивается нагароотложение и происходит ускорение износа деталей двигателя.

Значение количественных потерь от испарения можно проследить на примере резервуара емкостью 25 м³ (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Потери бензина от испарения, кг

Оборудование резервуара	Малые дыхания			Большие дыхания	Обратный выдох	Выдувание	Абсолютные	Относительные
	лето	Весна, осень	зима					
Неокрашенный, плохо оборудованный	529	103	28	131	28	2 750	3 665	4,05
Окрашенный, оборудован дыхательным клапаном, негерметичный	372	69	16	88	19	530	1 094	1,22
Окрашенный, герметичный, с клапаном ДК								
$P= 0,025$ МПа;	53	–	–	36	15	–	104	0,11
$P= 0,03$ МПа	–	–	–	12	11	–	23	0,03

Потери бензина от испарения, и соотношение их с другими потерями, имеющими место при сливо-наливными и заправочными операциями, представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Потери бензина при транспортировке, наливе-сливе, хранении и заправке

Источник потерь	Величина потерь	
	кг	%
а) При транспортировке заполнение автоцистерны (на одну поездку): выше отметки ниже отметки неполное закрытие горловины автоцистерны (на поездку) неплотности в топливопроводах и швах неплотности в пробке бочки (на бочку)	10 – 12	0,4 – 0,5
	3 – 10	0,1 – 0,4
	15 – 40	0,6 – 1,7
	2 – 10	0,1 – 0,4
	0,1 – 1	0,07 – 0,7
б) При наливе-сливе (приеме-пуске) налив открытой струей (не под уровень) на 1 м ³ остаток в автоцистерне (на поездку) остаток в рукавах (на поездку) остаток в бочках (на бочку)	2 – 3	0,2 – 0,3
	20 – 25	1 – 1,5
	5 – 8	0,1 – 0,2
	0,2 – 0,3	0,6 – 1
в) При хранении (резервуар 10 м ³) неполное заполнение резервуара (20 – 60 %), в год неокрашенный резервуар в светлый цвет, в год неполное закрывание резервуара (нет дыхательного клапана), в год подтекание задвижки (одна капля в секунду), в течение года микротрещины в сварном шве длиной 1 м, в сутки неисправный дыхательный клапан	70	8,5 – 15
	65	1
	2 000	25
	1 200	–
	50	–
	–	0,41

Объем потерь нефтепродуктов при хранении в результате малых и больших дыханий зависит от условий работы резервуарных парков. Например, в условиях длительного хранения потери происходят в основном при малых дыханиях, при увеличении коэффициента оборачиваемости возрастает доля потерь от больших дыханий.

Таким образом, потери при наливе открытой струей в два раза выше потерь при нижнем наливе под уровнем. Здесь скорость испарения также зависит от ряда факторов: давления насыщенных паров, концентрации паров, метода налива и т.д.

1.2. Обводнение

Все нефтепродукты непосредственно после получения на заводах содержат очень незначительное количество воды. Причины обводнения многообразны: поглощение влаги из атмосферного воздуха, при хранении, сливо-

наливных операциях, нарушение герметичности систем охлаждения, конденсация паров, смешение нефтепродуктов с подтоварной водой и т.д. Особенно велика возможность обводнения на технологических операциях с применением пара и воды, например, при разогреве мазута острым паром.

Растворимость воды в нефтепродуктах при прочих равных условиях зависит от химического состава, причем максимальная растворимость наблюдается в бензинах. Например, в авиационных бензинах при температуре $-10 - +30^{\circ}\text{C}$ может быть растворено от 0,007 до 0,03 % веса воды. В реактивных топливах растворимость воды меньше, еще меньше растворяется вода в дизельных топливах (примерно в 3 раза меньше, чем в бензинах, и 1,5 раза, чем в реактивных топливах). В маслах растворимость воды невелика и составляет около 0,001% веса.

Скорость обводнения существенно зависит от толщины слоя нефтепродукта. При прочих равных условиях скорость насыщения водой уменьшается с увеличением высоты разлива нефтепродуктов. Это объясняется увеличением времени, необходимого для диффузии воды в глубине слоя.

Вода существенно ухудшает качество нефтепродуктов за счет того, что ухудшаются низкотемпературные свойства, повышается вязкость, снижается прокачиваемость и фильтруемость, повышается температура кристаллизации, ухудшаются процессы горения, снижается теплота сгорания и КПД, усиливаются процессы коррозии, увеличивается склонность нефтепродукта к накоплению загрязнений, ухудшаются диэлектрические свойства.

1.3. Образование смол

Образование смолистых веществ и осадков зависит от химического состава нефтепродукта, примесей воды и механических примесей, а также от внешних условий, температуру времени хранения, контакта с металлом и т.д.

Наиболее интенсивно протекают процессы образования смол в топливах, содержащих значительное количество непредельных углеводородов. Более быстрое образование смол в наземных резервуарах (по отношению к полуназемному хранению) объясняют действием солнечной радиации и более интенсивным дыханием резервуаров. Смолообразование ускоряется при увеличении поверхности соприкосновения топлива с воздухом и объема газовой фазы, т.е. степени заполнения резервуара.

Даже в северной зоне через 3 – 4 месяца хранения бензина в баке содержание смол увеличивается в десятки раз. Ускоренному окислению топлива способствует каталитическое действие металла бака (медь, свинец, припой), недостаточная герметичность, резкие колебания температуры. Помутнение нефтепродуктов и образование на дне резервуара белых и желтых осадков связывают обычно с разложением ТЭС и окислением малостабильных компонентов.

В результате процессов окисления в топливах образуются смолы и осадки, ухудшающие эксплуатационные свойства. Смолистые вещества, содержащиеся в топливе, при работе двигателя накапливаются в виде отложений на клапанном механизме, поршневых пальцах, распылителях форсунок и других деталях топливной системы двигателя. Это снижает мощность и экономичность двигателя, приводит к повышенному расходу (угару) масла, преждевременному износу двигателя машины. Например, увеличение смол в бензине в количестве со 100 до 200 г на 1 м³ уменьшает возможный пробег автомобиля до появления неисправности вдвое, а увеличение смол до 500 г сокращает безремонтный пробег в 6 раз.

При окислении снижаются качества и ухудшаются эксплуатационные свойства масел. Присутствие смол снижает устойчивость масел к окислению, повышает вязкость и ухудшает низкотемпературные свойства.

2. Загрязнение топлива и смазочных материалов

Изменение качества нефтепродуктов из-за загрязнения мало зависит от свойств топлива и определяется условиями хранения, транспортировки, заправки и загрязненностью внешней среды. Основные источники и причины загрязнения топлива, масел и рабочих жидкостей – попадание примесей из атмосферы (при наличии негерметичности и открытых люков), наличие продуктов коррозии и нерастворимых продуктов в результате окисления ТСМ, перекачка топлива по загрязненным трубопроводам, накопление загрязнений на дне резервуара, а также неудовлетворительное состояние заправочных средств и рукавов, заправка открытым способом, нарушение уплотнения сборочных единиц, недостаточность очистки масла и др. К основным причинам загрязнения рабочей жидкости также относятся попадание загрязнений в резервуар с жидкостью при транспортировке и заправке бака машины, низкое качество фильтрации рабочей жидкости в гидравлической системе, образование продуктов окисления рабочей жидкости гидроагрегатов, образование продуктов износа трущихся деталей,

попадание в бак пыли через сапун при дыхании гидросистемы, через зазоры манжет и уплотнений.

Таким образом, загрязнения в нефтепродуктах имеют различные структуру и состав. Поэтому их классифицируют по агрегатному состоянию, химическому составу и другим признакам.

По **агрегатному** состоянию загрязнения нефтепродуктов подразделяются на **твердые, жидкие и газообразные**.

К **твердым** загрязнениям относятся продукты износа, коррозии металлов, уплотнения нестабильных углеводородов, атмосферная, дорожная и иные виды пыли, соли и другие вещества; к **жидким** загрязнениям – вода, смолы и поверхностно-активные вещества; к **газообразным** – воздух и различные газы.

По **химическому составу** загрязнения нефтепродуктов делят на **неорганические**, к которым относятся минеральные вещества, вода и воздух, и **органические**, представляющие собой соединения с углеводородным строением.

Микробиологические загрязнения в виде бактерий, грибов, пирогенных веществ также присутствуют в нефтепродуктах. В результате биологической загрязненности ухудшается стабильность, прокачиваемость, испаряемость. Повышается коррозионная активность топлива, масел и технических жидкостей. Микробиологическому загрязнению в большей степени подвергается дизельное топливо. В автомобильных бензинах, содержащих ТЭС, микроорганизмы погибают.

По признаку **образования** или **проникновения в нефтепродукты** на пути следования от нефтеперерабатывающего завода до сельскохозяйственной техники загрязнения делятся на три группы:

- **производственные** загрязнения образуются и проникают в нефтепродукты при их производстве. К ним относятся нефтяные (оксиды металлов и кремния, асфальтосмолистые соединения), технологические (смолы), атмосферные (оксиды металлов и кремния, вода) и контактные (оксиды металлов) загрязнения;

- **операционные** загрязнения образуются и проникают в нефтепродукты при транспортировке, хранении и заправке. К ним относятся атмосферные (оксиды металлов и кремния, воды), остаточные (оксиды металлов и кремния, вода), контактные (оксиды металлов и частицы прокладочно-уплотнительных материалов), износные (металлы и их сплавы, пластические материалы), высокотемпературные (смолы, асфальтены и другие продукты окисления и полимеризации), низкотемпературные (парафины и

церезины), газовые (воздух и другие газы), микробиологические (бактерии, грибки) загрязнения;

- **эксплуатационные** загрязнения образуются и проникают в нефтепродукты при эксплуатации двигателей, машин и механизмов, к этим загрязнениям относятся углеводородные (смолы, асфальтены, карбены, карбоиды, асфальтеновые и оксикислоты, кокс, сажа и т.п.), остаточные (углеводородные загрязнения, оксиды металлов и кремния, вода), атмосферные (оксиды металлов и кремния, вода), контактные (оксиды металлов, частицы прокладочно-уплотнительных и конструкционных материалов), износные (металлы и их сплавы, пластические материалы) и газовые (воздух, пары нефтепродуктов, выпускные и другие газы).

Использование приведенной классификации помогает решать вопросы повышения чистоты нефтепродуктов – устанавливать причины и источники загрязнения, а также разрабатывать и внедрять мероприятия по предупреждению и снижению загрязненности нефтепродуктов.

Чистота нефтепродуктов должна оцениваться несколькими обобщающими показателями, характеризующими их влияние на работу технических средств. Такими показателями принято считать максимальный размер частиц загрязнений, содержание воды по массе. В инструкциях по эксплуатации машин и механизмов должен быть указан класс чистоты рабочей среды в момент ее заправки в систему.

С этой целью введен в действие ГОСТ 17216-71 «Промышленная чистота. Классы чистоты жидкостей», предусматривающий разделение всех жидкостей, применяемых при эксплуатации, изготовлении и ремонте машин, на 19 классов в зависимости от размера частиц загрязнений и их содержания по массе. Определяемые ГОСТом классы чистоты жидкостей должны быть указаны в документах на всем пути следования – при поставке заводами-изготовителями, транспортировании к местам потребления, хранении и заправке в системы. При этом наиболее жесткие требования и, следовательно, более высокие классы чистоты должны быть обеспечены во время заправки. Аналогичная классификация чистоты жидкости применяется за рубежом.

Основные требования к чистоте нефтепродуктов, имеющие рекомендательный характер, представлены в табл. 4.3.

В стандартах качество нефтепродуктов регламентировано рядом физико-химических свойств, среди которых находятся и характеризующие загрязненность. Так, в ГОСТах на автомобильные бензины дано допустимое содержание серы, водорастворимых кислот и щелочей, механических

примесей и воды. В ГОСТах на дизельное топливо к этим показателям добавляется содержание меркаптановой серы, сероводород, фактических смол и коэффициент фильтруемости. В ГОСТах на моторные и трансмиссионные масла, рабочие жидкости для гидросистем регламентируется содержание водорастворимых кислот и щелочей, серы, фенола, механических примесей и воды.

Таблица 4.3

Требования к чистоте нефтепродуктов

Показатель	Автомобильные бензины	Дизельное топливо	Масла		
			для карбюраторных двигателей	для дизелей	индустриальные
Максимальный размер загрязнений, мкм, не более	10	5	15		10
Содержание по массе, %: загрязнений, не более воды	0,0005	0,0005 <0,003	0,01 следы		0,005
механических примесей	–	–	До 0,02	До 0,007	–
Зольность	Не нормируется	0,01	0,0005	0,003÷0,04	0,005
Содержание фактических смол, в мгм на 100мл	7 – 15	30 – 40	Не нормируется		Не нормируется

По мере продвижения нефтепродуктов от места производства до мест потребления вследствие различных факторов загрязненность и размеры частиц существенно изменяются (рис. 4.1).

Следует заметить, что характер загрязнений в летнее и зимнее время одинаков, но в зимнее время загрязненность на 20% меньше, что вполне объясняется меньшей запыленностью воздуха.

В общем случае причины и источники загрязнений можно разделить на 3 этапа:

- с нефтеперерабатывающих заводов топливо попадает с продуктами коррозии оборудования, мылами нафтеновых кислот, атмосферной пылью и продуктами, переходящими из нефти;
- в железнодорожных цистернах топливо загрязняется атмосферной пылью при сливно-наливных операциях, продуктами коррозии;

- на нефтебазах и АЗС – остаточными загрязнениями, продуктами износа перекачивающих средств, пылью, и продуктами коррозии оборудования.

Зольность загрязнений по мере поступления нефтепродуктов от НПЗ до заправочной емкости постепенно увеличивается. Это происходит за счет продуктов коррозии (Fe, Zn), атмосферной пыли (Si, Ca, Mg, Al), а также нефтяных кислот (Na).

Масла и технические жидкости обычно имеют более высокий уровень загрязненности по сравнению с топливом, в первую очередь, из-за их большей вязкости.

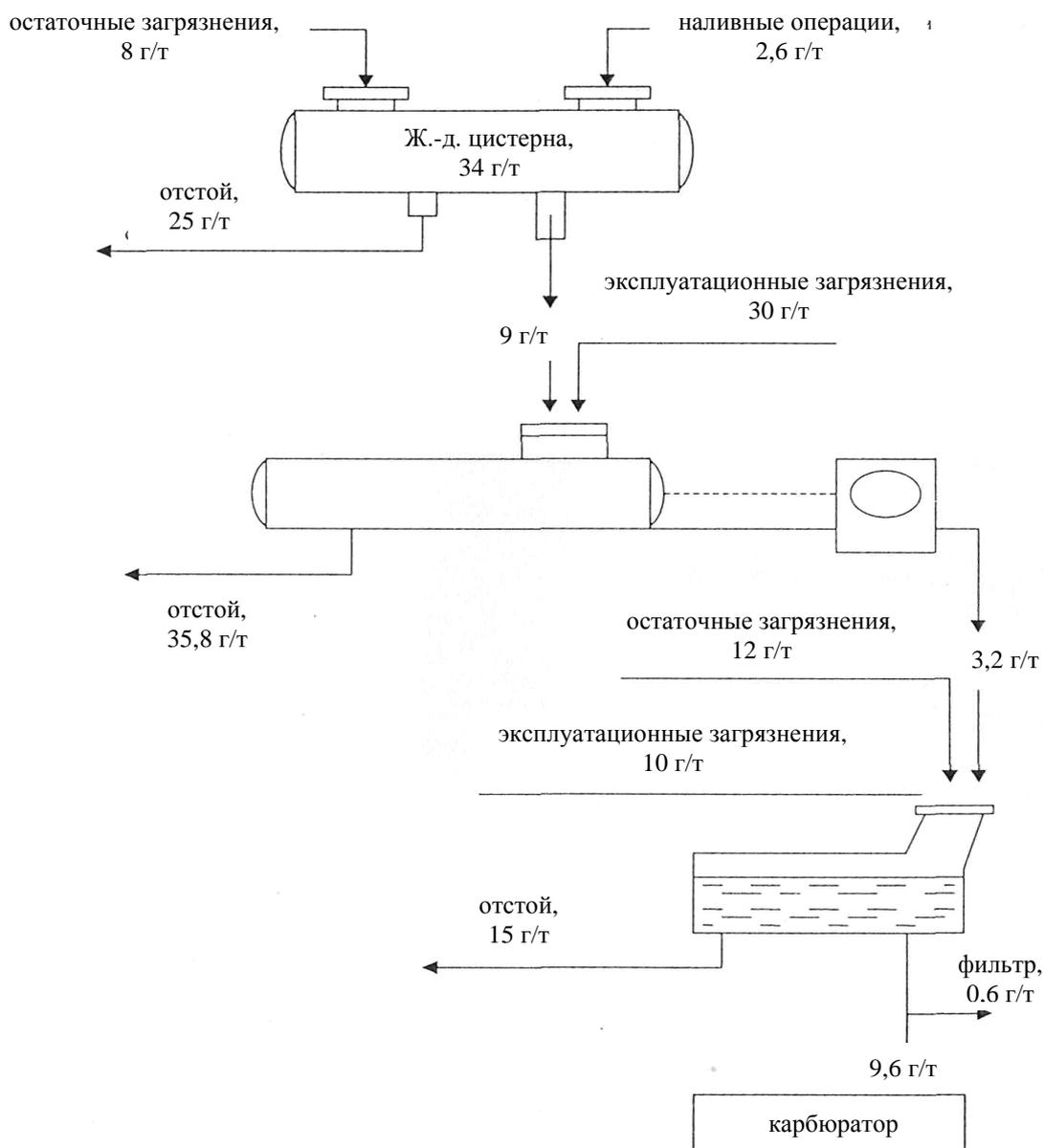


Рис.4.1. Баланс загрязненности автомобильных бензинов

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Причины изменения качества нефтепродуктов.
 - испарение;
 - обводнение;
 - образование смол.
2. Загрязнение топлива и смазочных материалов.
 - производственные загрязнения;
 - твердые загрязнения;
 - операционные загрязнения;
 - эксплуатационные загрязнения.

Вопросы для предварительного контроля

1

1. Причины изменения качества нефтепродуктов.
2. Загрязнение топлива и смазочных материалов.

Практические занятия

Теоретическая часть

Одной из наиболее характерных особенностей жидкостей является способность изменять свою форму, под действием внешних сил. Вязкостью или внутренним трением называют свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц, вызываемому действием приложенной к жидкости силы.

Вязкость нефтепродукта одна из наиболее важных характеристик, т.к. от нее в значительной степени зависит гидравлическое сопротивление трубопроводов.

Различают следующие виды вязкости:

- динамическая вязкость;
- удельная вязкость;
- кинематическая вязкость.

Динамическая вязкость – внутреннее трение, характеризуемое величиной η

$$\eta = \frac{\pi P \cdot r^2 \tau}{8VL} . \quad (4.1)$$

Единицей динамической вязкости в системе СИ является Н·с/м² или Па·с.

Удельная вязкость – вязкость, показывающая, во сколько раз динамическая вязкость данной жидкости больше или меньше динамической вязкости воды при какой-то условно выбранной температуре.

В технических расчетах чаще всего используют кинематическую вязкость ν , которая представляет собой отношение динамической вязкости η к плотности жидкости при той же температуре

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} . \quad (4.2)$$

Единица измерения кинематической вязкости 1сСт или см²/с.

Вязкость нефти и нефтепродуктов зависит от температуры, увеличиваясь с ее понижением. Наибольшее применение для практических расчетов получила формула Рейнольдса-Филонова и формула Вольтера

$$\nu = \nu^* e^{U(T-T_{жс})} , \quad (4.3)$$

$$U = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2} ,$$

где u – коэффициент крутизны вискограммы, 1/К;

ν^* – кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре T^* .

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = a + b \lg T \quad (4.4)$$

где ν – кинематическая вязкость, мм²/с;

T – абсолютная температура, К;

a и b – эмпирические коэффициенты, которые находятся по формулам

$$a = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - b \lg T_1 ,$$

$$b = \frac{\lg [\lg(\nu_1 + 0,8) / \lg(\nu_2 + 0,8)]}{\lg \frac{T_1}{T_2}} . \quad (4.5)$$

Для определения постоянных a и b необходимо знать величины кинематической вязкости ν_1 и ν_2 при абсолютных температурах T_1 и T_2 соответственно.

При температурах, близких к температурам застывания, высокопарафинистые нефтепродукты проявляют неньютоновские свойства, поэтому для определения их кинематической вязкости вышеперечисленные зависимости непригодны. Но т.к. в большинстве случаев рабочие диапазоны температур принимаются значительно выше температур застывания, то нефтепродукты в этих условиях ведут себя как ньютоновские жидкости и поэтому применение вышеприведенных зависимостей правомерно.

Пример расчета

1. Рассчитать кинематическую вязкость ромашкинской нефти при температуре 275 К.

Решение: Поскольку расчетная температура 275 К выходит за пределы температурного интервала, в котором известна вязкость ромашкинской нефти, то произведем расчет вязкости по (4.4).

При $T_1 = 283$ К $v_1 = 30,7$ мм²/с, а при $T_2 = 293$ К $v_2 = 14,2$ мм²/с.

Величины эмпирических коэффициентов рассчитаем по (4.5)

$$b = \frac{\lg \left[\frac{\lg(30,7 + 0,8)}{\lg(14,2 + 0,8)} \right]}{\lg \frac{283}{293}} = -6,97,$$

$$a = \lg \lg(30,7 + 0,8) - 6,97 \lg 283 = 17,27.$$

Кинематическая вязкость ромашкинской нефти при температуре 275 К равна

$$\lg \lg(v + 0,8) - 6,97 \lg 275 = 0,286,$$

$$\lg(v + 0,8) = 1,853,$$

$$v + 0,8 = 71,3 \text{ мм}^2/\text{с},$$

$$v = 71,3 - 0,8 = 70,5 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

Задачи

1. Для определения вязкости машинного масла ($\rho_1 = 850$ кг/м³) в него опустили цинковую дробинку ($d = 1$ мм, $\rho_2 = 7130$ кг/м³), которая падая очень медленно и с постоянной скоростью, опустилась на 30 см за 5 с. Найти кинематическую вязкость масла.

Ответ: 67,1 сСт.

2. Для определения вязкости нефти ($\rho = 870 \text{ кг/м}^3$) ее прокачивают по горизонтальному капилляру ($l = 70 \text{ см}$, $d = 1 \text{ мм}$). При этом оказалось, что при расходе нефти $0,1 \text{ см}^3/\text{с}$ перепад давлений между концами капилляра равен 50 кПа . Какова кинематическая вязкость нефти?

Ответ: $20,1 \text{ сСт}$.

3. При перекачке парафинистой нефти по капиллярной трубке ($l = 50 \text{ см}$, $d = 2 \text{ мм}$) оказалось, что при расходе $5 \text{ см}^3/\text{с}$ перепад давлений между концами трубы равен $29,33 \text{ кПа}$, а при расходе $10 \text{ см}^3/\text{с}$ – $52,86 \text{ кПа}$. Считая, что рассматриваемая нефть моделируется степенным законом Освальда, установить показатель степени в этом законе и коэффициент консистентности жидкости.

Ответ: $n = 0,85$; $k = 0,033 \text{ кг}^{1/n} \text{ м}^{-1/n} \text{ с}^{1-2/n}$

4. Эксперименты показали, что парафинистая нефть имеет предельное напряжение сдвига, и ее свойства могут быть описаны в рамках модели бингамовского пластика. Найти предельное напряжение сдвига, если для движения жидкости с расходом $3 \text{ см}^3/\text{с}$ в горизонтальной трубке ($l = 50 \text{ см}$, $d = 51 \text{ мм}$) необходим перепад давлений 150 кПа , а для движения с расходом $5 \text{ см}^3/\text{с}$ в той же трубке необходимый перепад давлений увеличивается до 200 кПа .

Ответ: 200 Па .

Модуль 5

СОХРАНЕНИЕ КАЧЕСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение

Потенциально возможное изменение качества нефтепродуктов может быть учтено использованием целого комплекса мероприятий и технических средств, разработанного на основании научных исследований и практического опыта. Например, невозможно представить сохранность качества без предварительно составленного документа о качестве, содержащего марку нефтепродукта, товарный знак предприятия-изготовителя, дату изготовления, номера партии и результаты испытаний.

Схема изучения материала

№	Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1	Правила хранения нефтепродуктов. Нормы естественной убыли нефтепродуктов. Специальные мероприятия по сохранению качества нефтепродуктов. Восстановление качества нефтепродуктов. Контроль качества нефтепродуктов	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Расчет естественной убыли нефтепродуктов	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
3	Сохранение качества нефти и нефтепродуктов	Предварительный контроль	Практическое занятие	1

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Правила хранения нефтепродуктов

Предотвратить изменения целого ряда показателей качества представляется возможным при соблюдении правил хранения нефтепродуктов. Особенно это касается выбора средств хранения (табл. 5.1) в соответствии с ГОСТ 1510-84. Резервуары должны быть с внутренними масло-бензостойкими покрытиями, оборудованными средствами сокращения потерь от

испарения и подготовленными к хранению по нормам. Зачистку резервуаров необходимо производить:

- не менее двух раз в год – для топлива реактивных двигателей, авиационных бензинов, авиационных масел и их компонентов; допускается при наличии заправки средств очистки с тонкостью фильтрования не более 40 мкм зачищать резервуары не менее одного раза в год;
- не менее одного раза в год – для присадок к смазочным маслам и масел с присадками;
- не менее одного раза в два года – для остальных масел, автомобильных бензинов, дизельных топлив, парафинов и аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов.

Таблица 5.1

**Виды хранилищ, тары и транспортных средств
для хранения и транспортирования нефти и нефтепродуктов**

Наименование нефтепродуктов	Хранилище							Тара транспортная			
	Подземные хранилища в отложениях каменной соли, гипса, ангидрида, доломита, мергеля, известняка, глины, магматических и вечномёрзлых породах	Резервуар стационарный и передвижной						резинотканевый	баллон металлический	бочка	
		металлический				железобетонный				металлическая	деревянная
		Горизонтальный, низкого давления	Горизонтальный, шар высокого давления	Вертикальный, с понтоном, плавающей крышей, газ. обвязкой и др.	Вертикальный, без понтона, газ. обвязки и др.	С газовой обвязкой	Без газовой обвязки				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Нефть	+	+	-	+	-	+	-	-	-	+	-
2. Газы углеводородные сжиженные топливные	+	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-
3. Топлива: бензины авиационные	-	+	+	+	-	-	-	-	-	+	-

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
бензины автомобильные	+	+	+	+	-	-	-	+	-	+	-
топлива для реактивных двигателей, нафтил, керосины	+	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-
топлива дизельные	+	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-
печное бытовое топливо	+	+	-	-	+	-	-	+	-	+	-
топливо нефтяное (мазуты, для газотурбинных установок), топливо моторное, масло сланцевое (топливное)	+	+	-	-	+	-	+	+	-	+	-

Металлические и железобетонные резервуары для нефти, мазутов, моторных топлив и аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов следует зачищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения их качества, надежной эксплуатации резервуаров и оборудования. Отстой воды и загрязнений из резервуаров следует удалять не реже одного раза в год.

При хранении в резервуарах топлив для реактивных двигателей, авиационных бензинов, автомобильных этилированных бензинов и бензинов для пиролиза не допускается наличие подтоварной воды выше минимального уровня, обеспечиваемого конструкцией устройства для дренажа воды.

Застывающие нефтепродукты следует хранить в резервуарах, оборудованных стационарными или переносными средствами обогрева, обеспечивающими сохранение качества в пределах требований НТД на нефтепродукт.

Нефтепродукты в таре необходимо хранить на стеллажах, поддонах или в штабелях в скрытых складских помещениях, под навесом или на спланированной площадке, защищенной от действия прямых солнечных лучей и атмосферных осадков.

Температура бензинов не должна быть выше 30 °С, керосинов и дизельных топлив – не выше 40 °С. Температура подогрева темных нефтепродуктов также должна быть оговорена в условиях поставки и соответствующей нормативно-технической документации.

Эксплуатироваться резервуары должны в соответствии с «Правилами технической эксплуатации нефтебаз» и другой нормативно-технической документацией.

К показателям качества бензина, наиболее склонным к ухудшению в условиях хранения, относятся фракционный состав, а для этилированного содержания тетраэтилсвинца (ТЭС), носителя свинца и октанового числа. Отклонение значений указанных показателей качества бензина от требований ГОСТ 2084-77 в основном и определяет предельно допустимые сроки его хранения в различных температурных и климатических условиях, после чего необходимо исправление его качества. А это связано с большими трудовыми и материальными затратами.

Таким образом, только выполнение требований нормативных документов по технической эксплуатации резервуарных парков, нефтебаз, соблюдение соответствующих требований по перевозке, хранению и т.д. могут служить определенной гарантией обеспечения качества нефтепродуктов.

Рекомендуемые сроки хранения нефтепродуктов представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Рекомендуемые сроки хранения нефтепродуктов в резервуарах, год

Нефтепродукты	Климатические зоны		
	северная	средняя	южная
1	2	3	4
Авиационные этилированные бензины с антиокислителем при хранении:			
в наземных резервуарах	4,0	3,0	2,0
в полузаглубленных и заглубленных резервуарах	5,0	4,0	1,0
в автоцистернах, контейнерах, бочках	4,0	3,0	2,0
Бензин прямой перегонки при хранении:			
в наземных резервуарах	4,0	3,5	2,5
в полузаглубленных и заглубленных резервуарах	5,0	4,0	3,0
в автоцистернах, контейнерах, бочках	3,5	3,0	2,0
Бензины А-76, АИ-93, АИ-98 при хранении:			
в наземных резервуарах	3,0	2,5	1,2
в полузаглубленных и заглубленных резервуарах	3,5	3,0	1,7
в автоцистернах, контейнерах, бочках	2,5	1,2	0,6
Реактивные топлива, осветительный керосин, приборный лигроин, автомобильные, дизельные и моторные масла с присадками, тормозная жидкость	5,0	5,0	4,0
Дизельное топливо, мазут, трансмиссионные масла без присадок, цилиндровые и осевые масла	6,0	6,0	6,0

1	2	3	4
Авиационные, дизельные, автомобильные, компрессорные масла без присадок, масла трансформаторные, турбинные, промышленные, охлаждающие низкозамерзающие жидкости	5,0	5,0	5,0
Солидол	5,0	5,0	3,0
Консталин жировой	4,0	3,0	2,5
Консталин синтетический	3,0	2,0	1,0

2. Нормы естественной убыли нефтепродуктов

Сохранение качества нефтепродукта обеспечивается в пределах норм естественной убыли при его приеме, отпуске, хранении и транспортировке, утвержденных Госнабмом от 26 марта 1986 года.

Под **естественной убылью нефтепродуктов** принимаются потери (уменьшение массы при сохранении качества в пределах требований нормативных документов), являющиеся следствием физико-химических свойств нефтепродуктов, воздействия метеорологических факторов и несовершенства, существующих в данное время средств защиты нефтепродуктов от потерь при приеме, хранении и отпуске.

К естественной убыли не относятся потери нефтепродуктов, вызванные нарушениями требований стандартов, технических условий, правил технической эксплуатации, хранения.

Под **нормой естественной убыли** понимается допустимое значение безвозвратных потерь нефтепродуктов, происходящих непосредственно при товарно-транспортных операциях вследствие сопровождающих их физических процессов, а также потерь, неизбежных на данном уровне состояния применяемого технологического оборудования (потерь от испарения из всех видов емкостей, через сальниковые уплотнения насосов и задвижек, потерь от налипания и др.).

В нормы естественной убыли не включены потери нефтепродуктов, связанные с ремонтом и зачисткой резервуаров, трубопроводов, потери при врезках лупингов и вставок, все виды аварийных потерь, а также потери при внутри складских перекачках.

Нормы естественной убыли не распространяются на нефтепродукты, принимаемые и сдаваемые по счету (фасонные продукты), транспортируемые или хранящиеся в герметичной таре (запаянные, с применением герметиков, уплотнений и др.), а также хранящиеся в резервуарах повышенного давления. Применение норм обязательно для всех организаций и предприятий. Эти нормы потерь установлены в зависимости от группы нефтепродуктов, сезона года, климатических условиях и типа резервуара.

Нефтепродукты в зависимости от физико-химических свойств, обуславливающих их естественную убыль, распределены по восьми группам (табл. 5.3).

Таблица 5.3

Распределение нефтепродуктов по группам

Группа	Наименование нефтепродукта
1	Бензин автомобильный, ГОСТ 2084-77 Бензин автомобильный АИ-96 «Экстра», ОСТ 38019-75
2	Бензин-растворитель, ГОСТ 443-76 Бензин авиационный, ГОСТ 1012-72 Масло вакуумное ВМ-3 Топливо для реактивных двигателей Т-2, ГОСТ 10227-86 Бензин авиационный, ГОСТ 3134-78
3	Бензин-растворитель, ГОСТ 3134-78 Масло вакуумное БМ-6 Топливо для реактивных двигателей (кроме Т-2), ГОСТ 10227-86 Топливо РТ для реактивных двигателей Керосин для технических целей
4	Этилбензол технический, ГОСТ 9385-77 Керосин осветительный Топливо дизельное «Зимнее» и «Арктическое», ГОСТ 305-82
5	Масло АМГ-10 (МГ-15В), ГОСТ 6794-75 Топливо дизельное, кроме «Зимнего» и «Арктического», ГОСТ 305-82 Топливо моторное для среднеоборотных и малооборотных дизелей, ГОСТ 1667-68 Топливо нефтяное для газотурбинных установок, ГОСТ 10433-75 Топливо печное бытовое ТПБ, ТУ 38 101656-76 Топливо дизельное экспортное, ТУ 38 001162-73
6	Мазуты всех марок Масла смазочные всех марок Битумы нефтяные жидкие Прочие нефтепродукты
7	Смазки всех марок Битумы твердые Пасты разные Церезин Разные твердые нефтепродукты
8	Нефти разные

Календарный год делится на два периода: осенне-зимний (с 1 октября по 31 марта включительно) и весенне-летний (с 1 апреля по 30 сентября включительно). Для применения норм в зависимости от климатических условий территория разделена на три климатические зоны, а при применении норм естественной убыли нефтепродуктов при приеме, транспортировании, хранении и отпуске на объектах магистральных нефтепродуктопрово-

дов (РД 153-39.4-033-98) на 3 зоны и 3 климатических пояса. Для расчетов применительно к территории Республики Беларусь принимают значения 2 климатической зоны.

Нормы естественной убыли являются предельно допустимыми и применяются в случаях фактической недостачи нефтепродуктов. Естественная убыль нефтепродуктов в первый год длительного хранения определяется умножением отсутствующих норм на количество принятого нефтепродукта в тоннах. Если прием нефтепродуктов производится в осенне-зимний период, а отпуск – в весенне-летний период или наоборот, берут среднеарифметическое значение соответствующих норм.

При хранении нефтепродуктов свыше одного года на каждый последующий месяц начисляется естественная убыль по соответствующим нормам.

Нормы естественной убыли нефтепродуктов приведены в табл. 5.4 – 5.9.

Таблица 5.4

Нормы естественной убыли нефтепродуктов

Тип резервуара	Группа нефтепродукта	Климатическая зона					
		1		2		3	
		ОЗП	ВЛП	ОЗП	ВЛП	ОЗП	ВЛП
1	2	3	4	5	6	7	8
При приеме в резервуар, кг на 1 т							
Наземные стальные вместимостью: до 400 м ³	1	0,22	0,37	0,24	0,41	0,30	0,49
	2	0,20	0,36	0,22	0,39	0,22	0,47
700 – 1 000 м ³	1	0,20	0,36	0,23	0,40	0,30	0,46
	2	0,18	0,33	0,21	0,38	0,21	0,43
2 000 м ³ и более	1	0,12	0,21	0,17	0,25	0,17	0,27
	2	0,12	0,21	0,17	0,25	0,17	0,27
Наземные стальные с понтоном вместимостью: до 400 м ³	1	0,14	0,31	0,20	0,36	0,20	0,42
	2	0,12	0,31	0,15	0,34	0,15	0,42
700 – 1 000 м ³	1	0,08	0,23	0,20	0,34	0,20	0,39
	2	0,07	0,23	0,15	0,29	0,15	0,37
2 000 м ³ и более	1	0,06	0,12	0,06	0,14	0,06	0,14
	2	0,05	0,11	0,06	0,14	0,06	0,14
Наземные стальные, имеющие газовую обвязку, вместимостью: до 1 000 м ³	1	0,12	0,20	0,12	0,26	0,13	0,27
	2	0,10	0,13	0,12	0,117	0,12	0,18

Продолжение табл.

1	2	3	4	5	6	7	8
2 000 м ³ и более	1	0,11	0,20	0,11	0,25	0,12	0,27
	2	0,10	0,13	0,10	0,17	0,11	0,18
При хранении в резервуарах до 1 месяца, кг на 1 т							
Наземные стальные вместимостью: до 400 м ³	1	0,23	0,66	0,32	0,90	0,39	0,11
	2	0,17	0,64	0,27	0,84	0,37	1,07
700 – 1 000 м ³	1	0,16	0,65	0,28	0,88	0,32	1,05
	2	0,15	0,63	0,23	0,79	0,31	0,91
2 000 м ³ и более	1	0,13	0,34	0,14	0,45	0,15	0,48
	2	0,13	0,34	0,14	0,42	0,15	0,48
Наземные стальные с понтоном вместимостью: до 400 м ³	1	0,07	0,15	0,07	0,21	0,08	0,28
	2	0,05	0,14	0,06	0,18	0,06	0,22
700 – 1 000 м ³	1	0,05	0,14	0,06	0,18	0,06	0,22
	2	0,05	0,06	0,05	0,13	0,05	0,21
2 000 м ³ и выше	1	0,05	0,08	0,05	0,10	0,05	0,11
	2	0,05	0,06	0,05	0,09	0,05	0,11
Наземные стальные, имеющие газовую обвязку, вместимостью: до 1 000 м ³	1	0,10	0,20	0,10	0,26	0,10	0,32
	2	0,06	0,20	0,08	0,25	0,08	0,26
2 000 м ³ и более	1	0,10	0,19	0,10	0,26	0,10	0,28
	2	0,05	0,19	0,08	0,21	0,08	0,24
При хранении свыше 1 месяца, кг на 1 т							
Наземные стальные вместимостью: до 400 м ³	1	0,09	0,43	0,09	0,59	0,28	0,83
	2	0,09	0,26	0,09	0,43	0,17	0,62
	3	–	0,05	–	0,05	–	0,08
	4	–	–	–	–	–	0,05
700 – 1 000 м ³	1	0,09	0,41	0,09	0,57	0,27	0,80
	2	0,09	0,25	0,09	0,42	0,16	0,59
	3	–	0,05	–	0,05	–	0,08
	4	–	–	–	–	–	0,05
2 000 м ³ и более	1	0,05	0,24	0,09	0,37	0,13	0,46
	2	0,05	0,18	0,05	0,26	0,09	0,38
	3	–	0,05	–	0,05	–	0,05
	4	–	–	–	–	–	0,05
Стальные с понтоном: наземные	1	–	0,10	–	0,15	0,15	0,19
	2	–	0,09	–	0,10	0,04	0,13

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7	8
заглубленные	1	–	0,10	0,05	0,10	0,10	0,10
	2	–	0,10	–	0,10	0,05	0,10
	3	–	–	–	–	–	0,05

Таблица 5.5

Нормы естественной убыли нефтепродуктов

Тип резервуара	Группа нефтепродукта	Климатическая зона					
		1		2		3	
		ОЗП	ВЛП	ОЗП	ВЛП	ОЗП	ВЛП
1	2	3	4	5	6	7	8
При приеме и хранении до одного месяца, кг на 1 т принятого количества							
Наземный стальной	3	0,08	0,15	0,11	0,18	0,12	0,20
	4	0,08	0,11	0,08	0,12	0,08	0,11
	5	0,03	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03
	6	0,12	0,08	0,07	0,09	0,07	0,12
Заглубленный	3	0,07	0,08	0,07	0,09	0,07	0,12
	4	0,07	0,08	0,07	0,08	0,07	0,08
	5	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	6	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
При отпуске в транспортные средства, кг на 1 т отпущенного количества							
Железнодорожные цистерны	1	0,05	0,14	0,09	0,19	0,13	0,2
	2	0,04	0,09	0,06	0,13	0,09	0,16
	3	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	0,03
	4	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02
	5	–	–	–	–	–	–
	6	–	–	–	–	–	–
Автомобильные цистерны	1	0,04	0,13	0,07	0,19	0,1	0,2
	2	0,03	0,09	0,05	0,13	0,07	0,15
	3	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,03
	4	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02
	5	–	–	–	–	–	–
	6	–	–	–	–	–	–
Морские и речные суда	1	0,05	0,13	0,09	0,19	0,12	0,20
	2	0,03	0,09	0,06	0,13	0,09	0,15
	3	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03
	4	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02
При приеме, хранении и отпуске на АЗС и пунктах заправки, кг на 1 т принятого количества							
Наземный стальной	1	0,38	0,6	0,54	0,99	0,72	1,05
	5	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
	6	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Наземный стальной с понтоном	1	0,15	0,3	0,27	0,4	0,4	0,56
Заглубленный	1	0,23	0,3	0,36	0,4	0,48	0,56
	5	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02
	6	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12

Примечание. ОЗП – осенне-зимний период; ВЛП – весенне-летний период

Таблица 5.6

Нормы естественной убыли нефтепродуктов

Тип резервуара	Группа нефтепродукта	Климатическая зона			
		1		2	
		ОЗП	ВЛП	ОЗП	ВЛП
При хранении свыше одного года (длительное хранение), кг на 1 т хранимого продукта в месяц					
Наземный металлический: с нормой загрузки 95% и выше	1	0,04	0,118	0,05	0,28
	2	0,03	0,14	0,04	0,18
	3	–	0,019	–	0,019
	4	–	0,009	–	0,009
с нормой загрузки менее 95%	1	0,04	0,18	0,066	0,3
	3	–	0,019	–	0,019
	4	–	0,01	–	0,01
Заглубленный	1	0,01	0,03	0,0009	0,049
	4	–	0,009	–	0,01
При приеме, отпуске и хранении в первый год длительного хранения, кг на 1 т принятого количества					
Наземный металлический: с нормой загрузки 95% и выше	1	2,49	2,8	2,6	3
	2	1,63	1,97	2,32	2,62
	3	0,37	0,466	0,448	0,524
	4	0,18	0,214	0,183	0,233
	5	0,1	0,1	0,11	0,11
	6	0,24	0,24	0,24	0,24
с нормой загрузки менее 95%	1	2,49	2,8	2,7	3,05
	3	0,39	0,49	0,52	0,6
	4	0,19	0,228	0,209	0,257
Заглубленный	5	0,1	0,1	0,12	0,12
	1	0,188	0,28	0,31	0,353
	4	0,188	0,28	0,312	0,353
	5	0,064	0,082	0,08	0,11
	6	0,36	0,369	0,36	0,36

Таблица 5.7

**Нормы естественной убыли твердых нефтепродуктов группы 7,
кг на 1 т принятого или отпущенного количества**

Климатическая зона	Вид операции	
	Прием	Отпуск
1	0,11	0,01
2	0,11	0,01
3	0,12	0,01

Примечание. Указанные нормы естественной убыли не распространяются на нефтепродукты, принимаемые и сдаваемые по счету (фасованную продукцию)

Таблица 5.8

**Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов
при железнодорожных перевозках наливом в цистерны**

Группа нефтепродуктов	Нормы естественной убыли во все периоды года	
	кг на 1 т груза	% от массы груза
1,2	0,21	0,021
3,4	0,14	0,014
5,6 (кроме моторного топлива и мазутов)	0,07	0,007
7 (только моторное топливо и мазуты)	0,1	0,01
8	0,42	0,042

Таблица 5.9

**Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, отпуске и хранении
в резервуарах магистральных нефтепродуктопроводов, кг на 1 т**

Тип резервуара	Группа нефтепродукта	Климатическая зона					
		1		2		3	
		ОЗП	ВЛП	ОЗП	ВЛП	ОЗП	ВЛП
Наземные стальные	1 и 2	0,10	0,29	0,19	0,39	0,23	0,43
	3 и 4	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06
	5	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Заглубленные	1 и 2	0,08	0,24	0,12	0,28	0,16	0,32
	3 и 4	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05
	5	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Наземные стальные с понтонами или плаваю- щими крышами	1 и 2	0,03	0,09	0,05	0,12	0,07	0,014

3. Специальные мероприятия по сохранению качества нефтепродуктов

Мероприятия по предотвращению загрязнений нефтепродуктов атмосферной пылью и влагой можно разделить на две группы:

- к первой группе относятся меры по сокращению объемов малых дыханий и выполнению приемоотпускных операций в герметичных условиях. При этом также сокращаются потери нефтепродуктов от испарения. Такие задачи можно решить за счет создания емкостей повышенной прочности, работающих под избыточным давлением; термостатирования емкостей (обеспечение постоянной температуры); уменьшения газового пространства; устройства газоуравнительных систем для емкостей; усовершенствования конструкций дыхательной арматуры;
- ко второй группе мероприятий относится оснащение дыхательных и дренажных устройств высокоэффективными средствами очистки

воздуха от пыли и влаги. Эти средства делятся на воздухоочистители, фильтры и воздухоосушители. Используют гравитационные и инерционные воздухоочистители, фильтры с пористыми перегородками для очистки воздуха от пыли, электрофильтры и фильтры-влагоотделители, холодильные и адсорбционные воздухоосушители.

Микробиологическое загрязнение нефтепродуктов можно предотвратить физико-механическими и химическими способами:

- к первой группе относятся: высокоэффективная фильтрация; герметизация емкостей; регулярные зачистки емкостей от осадков; удаление воды из нефтепродуктов. Интенсивную гибель микроорганизмов вызывает ультрафиолетовая и электромагнитная обработка нефтепродуктов. Предложен способ фильтрации топлива через бактерицидные фильтры с пористой перегородкой из хлопка, стекла или резины, пропитанных соединениями серебра (биоцида);

- ко второй группе способов относится применение различных присадок – антисептиков, таких как карбоксилаты, сульфонаты, сульфаты, карбиды серебра и т.п. Необходимая концентрация этих веществ составляет $1 \cdot 10^{-11}$ % масс. При использовании соединений серебра топливо необходимо предварительно очистить от сернистых соединений, которые дезактивируют добавки.

В качестве бактерицидных присадок к топливу рекомендуются различные борорганические и аммонийные соединения.

Защита нефтепродуктов от коррозионных загрязнений сводится к использованию коррозионностойких материалов, нанесению защитных покрытий, введению в нефтепродукты ингибиторов коррозии и применению электрохимических способов.

Коррозионностойкие металлы и их сплавы используют для изготовления емкостей и арматуры средств транспортирования, хранения и заправки. Однако сравнительно высокая стоимость этих металлов ограничивает их применение.

Коррозионностойкие неметаллические материалы (пластмассы, стеклопластики) могли бы с успехом заменить металлы, но этому мешает их недостаточная механическая прочность.

Защитные покрытия наиболее широко используют для защиты от коррозии. Практическое применение находят лакокрасочные материалы и покрытия холодного и горячего отверждения, полимерные и пластмассовые, футеровочные на основе листовых полимерных материалов и металлические (цинковые, алюминиевые).

Выбор того или иного вида покрытия зависит от конструкции средства, специфики производства и ремонта, условий эксплуатации, свойств покрытия и экономической целесообразности.

Лакокрасочные материалы и покрытия холодного и горячего отверждения изготавливают на основе высокомолекулярных соединений (виниловых, эпоксидных и других смол, полиуретанов и т.п.).

Полимерные армированные покрытия представляют собой систему, состоящую из двух компонентов: высокомолекулярного пленкообразующего и армирующего (стеклянные, синтетические или хлопчатобумажные ткани, сетки и волокна).

Армировочные покрытия в сочетании с лакокрасочными чаще всего наносят на нижние части емкостей для защиты от механических воздействий при зачистке и от разгерметизации емкости при сквозной коррозии металла. Эти покрытия изготавливают на основе ненасыщенных полиэфирных (ПН-1) и эпоксидных (ЭД-20 или ЭД-16) смол.

Полиэтиленовые покрытия наносят методом газопламенного напыления полиэтилена или вихревого напыления.

Футеровочные покрытия представляют собой листовой дублированный полиэтилен или полипропилен толщиной 1,5 – 2 мм, а также листы пенопласта. В качестве подслоя применяют хлопчатобумажные и стеклянные ткани. Дублированные листы или листы пенопласта приклеивают к металлической поверхности клеями холодного или горячего отверждения и сваривают между собой. Футеровку внутренних поверхностей резервуаров (днища, крыши, стен перекрытия) сочетают с нанесением лакокрасочных или металлизированных покрытий.

Цинковые покрытия применяются из-за их стойкости к нефтепродуктам, воздуху, морской воде и простоте получения.

Перспективным является способ покрытия поверхностей алюминием, обладающим высокой антикоррозийной стойкостью.

При хранении нефти и тяжелых нефтепродуктов применяют специальные методы, предотвращающие выпадение отложений на дно резервуара. Один из методов заключается в механическом перемешивании нефти, осуществляемом обычно пропеллерными, турбинными, винтовыми мешалками. Иногда, особенно за рубежом, применяют мешалки специальных типов. В процессе работы мешалки создается вихревой поток, взмучивающий накопившийся осадок. После длительной работы осадок распределяется равномерно по всему продукту, а затем удаляется вместе с ним. Для предотвращения образования осадков применяют и специальные размывочные машины, с помощью которых размывается осадок на дне резервуаров. Что-

бы предотвратить выпадение на дно резервуаров осадков, парафина и смолистых веществ, применяют специальные присадки, которые не позволяют коагулировать мелким частицам в более крупные.

Предотвратить процессы образования смол можно путем хранения дегазированных нефтепродуктов в инертной среде, например, в азоте. Однако такое хранение нефтепродуктов не практикуется, хотя экономически целесообразно. Поскольку хранят нефтепродукты в настоящее время в среде воздуха, то образование смол и осадков можно сократить путем уменьшения отношения паровой и жидкой фаз, площади контакта нефтепродукта с воздухом, количества перекачек. Процессы образования осадков будут протекать менее интенсивно при хранении в условиях пониженных температур (например, в заглубленных резервуарах) в отсутствии влаги и различных посторонних примесей. Наилучшие условия для сохранения качества нефтепродуктов создаются при хранении в подземных, крупных, полностью заполненных резервуарах, на дне которых отсутствуют вода и загрязнения.

Затормозить образование смол и осадков можно применением присадок и подбором оптимального химического состава нефтепродуктов. Последние не должны содержать непредельные углеводороды, гетероорганические примеси должны присутствовать в оптимальных количествах.

Антиокислительные присадки добавляют в топлива в небольших количествах: от тысячных до десятых долей процента. Из отечественных антиокислителей применяется *n*-оксидифениламин, который в бензинах уменьшает распад ТЭС и окисление непредельных углеводородов. Недостатком *n*-оксидифениламина является плохая растворимость в топливах. Для стабилизации топлив применяются также 2,6-дитретбутил, 4-метилфенол, которые хорошо растворяются в топливах и практически не растворяются в воде.

В качестве простейших осушителей воздуха, поступающего в резервуар, применяют цилиндрические сосуды, наполненные веществами, интенсивно поглощающими влагу, например, гидридами и карбидами металлов, цеолитами, силикагелями, окисью алюминия, специальными пластмассами, молекулярными ситами и др.

Гидриды и карбиды металлов энергично взаимодействуют с влагой воздуха с образованием гидратов окислов металлов и соответственно водорода и ацетилена. Поглощение влаги гидридами и карбидами значительно. Например, 1 кг карбида кальция может поглотить около 2 кг воды. Это значит, что 1 кг карбида кальция способен осушить около 150 м³ воздуха при 20 °С и относительной влажности 70 %. Допустим, что при неподвижном хранении за год в крупный резервуар за счет дыханий поступает 500 м³ воз-

духа со средней влажностью 85 %. В этом случае достаточно 12 кг карбида кальция. При коэффициенте запаса, равном 2, смена осушителя в течение 1 года не представляет труда.

В отличие от осушителей, основанных на химическом взаимодействии реагентов и влаги, в осушителях, наполненных цеолитами, силикагелями и т.д., эффект удаления воды достигается ее адсорбцией на поглотителях. При этом никаких побочных продуктов не выделяется, что является бесспорным преимуществом рассматриваемых методов. Недостатком адсорбционных методов является сравнительно невысокая влагоемкость, что влечет частую их смену или регенерацию. Регенерация цеолитов и силикагелей достигается продувкой воздухом при 150 – 400 °С.

К сожалению, основная масса топлив и масел в настоящее время хранится в условиях контакта с внешней атмосферой. При этом вода в них накапливается «скрытно». А затем в определенных условиях, например, при похолодании, вода выпадает в виде капель, собирающихся в нижнем слое в качестве водяной подушки. Повторяясь, этот процесс ведет к накоплению большого количества воды.

Кроме эффективных мер, предотвращающих обводнение нефтепродуктов за счет устранения контакта с влажным воздухом, известны методы улучшения низкотемпературных свойств введением присадок. Присадки позволяют повысить растворимость воды в нефтепродуктах за счет образования гомогенной тройной системы нефтепродукт-присадка-вода. В результате вода не выпадает из нефтепродуктов при низких температурах. Этим достигается необходимый положительный эффект, поскольку с эксплуатационной точки зрения опасна не растворенная, а выпадающая из топлив и масел вода.

Присадки, предотвращающие выделение воды при низких температурах, применяются в настоящее время в авиационных топливах. В качестве таких присадок самым эффективным оказался моноэтиловый эфир этиленгликоля.

Методы уменьшения потерь от испарения можно условно сгруппировать следующим образом:

- уменьшение газового пространства;
- хранение нефтепродуктов под избыточным давлением;
- улавливание паров;
- термостатирование;
- рациональная эксплуатация резервуарных парков.

Теоретические потери от испарения отсутствуют, когда объемы паровоздушной среды равны нулю, но это – идеальный вариант. Однако

уменьшить пространство можно применением плавающих крыш, понтонов, микрополых шариков, защитных эмульсий или пленок, эластичных резиноканевых резервуаров.

Увеличение избыточного давления в газовом пространстве резервуара в системах нефтебазового хозяйства не получило широкого применения, вследствие недостаточной прочности емкостей. Тем не менее, рядом исследований установлено, что увеличением давления до 7 000 мм вод. ст. можно сократить потери на 60 %. Перспективным методом является улавливание паров с помощью обвязки газового пространства группы резервуаров (для одного сорта нефтепродукта) трубопроводами. Отмечают высокую эффективность метода при совпадении сливо-наливных операций на нефтебазах и при большом коэффициенте оборачиваемости резервуарных парков. Известно множество конструкций газоуравнительных систем с применением конденсатосборников, теплообменников, газовых компенсаторов и т.д. Хотя данный метод является пассивным, однако, загрязнение воздушного бассейна происходит менее интенсивно.

Термостатирование резервуаров уменьшает колебания температуры и, следовательно, сокращает потери от малых дыханий. Из распространенных способов следует отметить окраску резервуаров в светлые тона, затемнение и орошение резервуаров, покрытие теплоизоляционными экранами и заглубление резервуаров в грунт. В последнем случае потери от испарения могут быть сокращены на 80 % и более по сравнению с наземным резервуаром.

Рациональная эксплуатация резервуарных парков основана на соблюдении соответствующих правил и норм, основными из которых являются обеспечение герметичности оборудования и средств, хранение нефтепродукта в емкостях максимально возможной вместимости, применении автоматических средств отбора проб и контроля уровня, уменьшение внутрибазовых перекачек, использование герметизированных способов слива и налива нефтепродуктов и т.д.

4. Восстановление качества нефти и нефтепродуктов

В настоящее время разработано и широко используется множество методов восстановления качества нефтепродуктов; в первую очередь, такие как отстаивание, фильтрование, центрифугирование, добавление присадок, обработка в магнитном, электрическом или ультразвуковом полях.

Отстаивание – наиболее простой способ восстановления качества, позволяющий удалить из нефтепродуктов значительную часть механических

примесей и воды. Оно особенно эффективно при существенной разнице плотностей загрязнения и нефтепродукта. Путем отстаивания из топлив удаляют частицы размером более 2 – 3 мкм. В вязких нефтепродуктах медленно, но достаточно эффективно удаляются частицы размером 50 – 100 мкм при подогреве до 70 – 90 °С, т.е. когда вязкость значительно уменьшается. Большой подогрев приводит к вскипанию воды, образованию конвективных потоков.

Эффективным средством повышения скорости оседания частиц является искусственное увеличение их размеров за счет **коагуляции**. Процессы коагуляции можно вызвать с помощью специальных веществ – ПАВ, электролитов и неэлектролитов; механическим воздействием (вибрацией или перемешиванием); температурным воздействием; пропусканием электрического тока. В условиях хранения нефтепродуктов введение коагулирующих присадок является наиболее эффективным методом увеличения чистоты продукта.

При восстановлении качества нефтепродуктов отстаиванием применяют отстойники периодического и непрерывного действия, отличающиеся конструкциями и производительностью. Размеры отстойника определяют расчетным путем с учетом скорости оседания частиц, их размеров, времени прохождения нефтепродукта через отстойник, способа подогрева и т.д. Простейшим представителем отстойной аппаратуры являются обычные резервуары нефтебазового хозяйства.

Применение коагулирующих присадок в процессах очистки и фильтрации может обеспечить очень высокую степень чистоты нефтепродукта. Процессы фильтрации широко применяются на нефтебазах, разработаны различные типы фильтров.

В настоящее время фильтрацией удаляют частицы крупнее 5 мкм, которые не удается удалить отстоем. В оптимальном случае на нефтебазах фильтрация нефтепродуктов должна выполняться по следующей схеме. Поступающее топливо пропускают через фильтры грубой очистки (50 – 1 500 мкм), а затем – через фильтры тонкой очистки направляют в отстойные резервуары. Вторичная фильтрация осуществляется тонкостью 10 – 20 мкм, после которой продукт направляют в резервуары длительного хранения. Выдача нефтепродуктов должна осуществляться только через фильтры тонкой очистки (20 – 40 мкм). Выдачу топлива на заправку техники необходимо проводить с чистотой до 5 – 10 мкм. Отсутствие отстойных резервуаров и отклонение степени очистки от указанных выше уровней следует считать недостатком в работе нефтебаз. В зарубежной практике считается, что содержание загряз-

нений при отсутствии эксплуатационной воды не должно превышать 3 – 4 г/т в бензинах и 1,3 – 1,5 г/т в реактивных топливах. При более высоких загрязнениях выдачу продукта прекращают и производят зачистку резервуаров и коммуникаций.

С помощью центрифуг (сепараторов) эффективно и быстро очищаются нефтепродукты от частиц размером менее 1 мкм. Сепараторы широко применяют для очистки отработанных масел даже в процессе использования, например, на судах. На нефтебазах центрифуги применяют крайне редко, хотя конструкции их многообразны и достаточно просты. В общем случае центрифугирование производится для разделения воды и нефтепродукта, отделения твердых загрязнений от нефтепродуктов, для комплексной обработки и регенерации.

Основным препятствием к широкому внедрению в нефтебазовое хозяйство сепараторов следуют считать их малую производительность (500 – 3 000 л/час) и относительную сложность в эксплуатации. Тем не менее, дополнительная очистка нефтепродукта с помощью центрифуг значительно увеличивает срок эксплуатации технических средств и, следовательно, вполне может оправдать затраты. Следует заметить, что центрифугированием загрязненность топлив можно снизить до 0,05 г/т.

В практике работы нефтебаз наиболее реальным способом очистки нефтепродуктов является внедрение **адсорбентов** – веществ, способных избирательно поглощать определенные молекулы из смеси органических и неорганических соединений. Например, силикагели могут адсорбировать не только воду, но и гетероорганические соединения и продукты окисления углеводородов. Цеолиты, известные также под названием «молекулярные сита», имеют различную адсорбционную способность. При размере пор от 3,5 до 4 Å⁰ цеолиты практически не задерживают углеводороды, а адсорбируют воду.

Селикагели марок АСК, КСК, ШСМ, отбеливающие глины также позволяют улучшить качество нефтепродукта удалением определенных групп углеводородов. К сожалению, такие процессы легче реализовывать в условиях НПЗ, чем на нефтебазах.

Восстановление качества нефтепродуктов смешением широко применяют на нефтебазах, где исправляют нестандартные нефтепродукты добавлением к ним нефтепродуктов, имеющих запас качества. Этот метод не требует больших экономических затрат и для его осуществления может использоваться обычное складское оборудование.

В этом случае приходится решать две основные задачи:

- какое максимальное количество одного нефтепродукта можно подмешать к другому без потери его кондиции;
- какой нефтепродукт и в каком количестве нужно добавить к образовавшейся стандартной смеси, чтобы исправить ее качество?

При решении этих задач необходимо учитывать следующие обстоятельства.

1. Предельные значения физико-химических показателей качества устанавливаются техническими условиями или стандартом по каждой марке нефтепродуктов. Но не любой нефтепродукт можно использовать по прямому назначению, т.к. предельные значения показателей устанавливаются на основании эксплуатационных моторных испытаний промышленных образцов нефтепродуктов, изготовленных из строго определенных компонентов по установленной технологии. Иногда нефтепродукт, полностью удовлетворяющий требованию стандарта, но полученный из других компонентов и по другой технологии, не выдерживает моторных испытаний. Поэтому для исправления нестандартных нефтепродуктов желательно добавлять однородные нефтепродукты, имеющие запас качества.

2. Т.к. запас качества одного нефтепродукта по разным показателям различен, то контроль за смешиванием необходимо вести по тому показателю, который имеет наименьший запас качества. Качество топлив восстанавливают по октановому числу, содержанию ТЭС, фракционному составу, плотности, коксуемости, кислотности, содержанию серы, зольности, содержанию механических примесей и воды, вязкости, температуре вспышки в закрытом тигле. Качество масел – по вязкости, кислотному числу, зольности, плотности, содержанию механических примесей и воды, температуре вспышки.

3. При смешении нефтепродуктов каждый физико-химический показатель изменяется по строго определенным закономерностям. При этом всегда следует иметь в виду, что эти закономерности справедливы в том случае, когда какое-либо свойство обоих компонентов определено по одной и той же методике и в одинаковых условиях. Например, если к автобензину будет добавлено небольшое количество керосина, и требуется проверить, будет ли полученная смесь соответствовать бензину по содержанию фактических смол, то перед смешением нужно определить фактические смолы в керосине при температуре, установленной стандартом для бензина.

4. Исправленные нефтепродукты должны обладать высокой физической и химической стабильностью или иметь необходимый запас качества.

5. Состав смеси, найденный расчетным путем по приведенным ниже формулам, является ориентировочным.

После окончания смешения проводят отбор проб и химический анализ смеси согласно действующим техническим условиям или стандартам.

Многие физические и химические свойства нефтепродуктов при смешении подчиняются закону прямой пропорциональности, т.е. являются аддитивными. К ним относятся: плотность, коэффициент преломления света, содержание общей и меркаптановой серы в ароматических углеводородах, механических примесей и воды, цетановое число, зольность, кислотность, теплота сгорания, йодное число, давление насыщенных паров и т.д.

Показатели смеси x_{cm} двух нефтепродуктов (1) и (2) рассчитывают согласно формуле

$$x_{cm} = \frac{c_1 x_1 + c_2 x_2}{c_1 + c_2} = \frac{c_1 x_1 + c_2 x_2}{100}. \quad (5.1)$$

Соотношение продуктов, необходимых для смешения, определяют по формуле

$$M_1 = \frac{x - x_2}{x_1 - x} \cdot M_2, \quad (5.2)$$

где M_1 – количество продукта, имеющего запас качества по исправляемому показателю, ед. массы;

M_2 – количество продукта, подлежащего восстановлению, ед. массы;

x – значение показателя, которое необходимо получить;

x_1 и x_2 – значения показателей нефтепродуктов M_1 и M_2 соответственно.

Например, имеется 1 000 кг автомобильного бензина с октановым числом 72, которое необходимо довести до 76. Для исправления может быть взят АИ-93 с октановым числом по моторному топливу 85 в количестве, равном

$$M_1 = \frac{76 - 72}{85 - 76} \cdot 1\,000 = 440,0 \text{ кг}.$$

б. Октановое число смесей бензинов с достаточной степенью точности можно считать аддитивно, но этому правилу подчиняются только смеси парафиновых углеводородов и компонентов, содержащие одинаковое количества ТЭС или вовсе его не содержащие.

Общее выражение зависимости октанового числа (О.Ч.) смеси бензина марки А-76 и дизельного топлива «Л» имеет вид

$$\text{О.Ч.} = 75,63 - 0,58 \cdot C_{лtd}, \quad (5.3)$$

где $C_{лtd}$ – содержание дизельного топлива «Л» в бензине марки А-76.

Аналогичная зависимость известна для смеси бензина марки А-76 и дизельного топлива «З»

$$\text{О.Ч.} = 75,52 - 0,32 \cdot C_{зид} \quad (5.4)$$

Установлено, что наличие в составе до 1 % дизельного топлива снижает О.Ч. на величину, находящуюся в пределах точности метода измерения. Как показал экспериментальный анализ, хорошей формулой подсчета вязкости смесей нефтепродуктов является формула Кадмера, коэффициенты которой были уточнены В.М. Рыбаком. Формула с достаточной для практики точностью (около 5 %) позволяет подсчитать вязкость смеси двух нефтепродуктов

$$v_{см} = C_1 v_1 + C_2 v_2 - \frac{\kappa}{100} (v_1 - v_2), \quad (5.5)$$

где $v_{см}$ – вязкость смеси, сСт;

v_1, v_2 – вязкость компонентов в смеси, причем под v_1 понимают большую величину, сСт;

κ – эмпирический коэффициент, определяемый из следующих данных:

C_1	10	20	30	40	50	60	70	80	90
C_2	90	80	70	60	50	40	30	20	10
κ	6,7	13,1	17,9	22,1	25,5	27,9	28,2	25,0	17,0

7. Рассчитывать ожидаемые физико-химические показатели смеси бензинов по приведенным выше формулам следует с учетом зависимостей от их потерь легких фракций в процессе самого смешения, характер которого для каждого показателя различен. Он зависит от фракционного и химического состава бензинов.

Ориентировочно можно принять, что 1 % потерь легких фракций в самом худшем случае может вызвать:

- снижение О.Ч. (по моторному методу) авиационного бензина на 0,3 – 0,5 пункта, автобензина – на 0,5 – 1,0 пункта;
- повышение температуры начала и конца кипения и выкипания 10 и 50 % на 3 °С; температуры выкипания 90,5 % практически остаются без изменений или незначительно повышаются; остаток после разгонки не изменяется;
- снижение давления насыщенных паров по Рейду на 3 325 Па;
- снижение испаряемости (склонности к потерям) по Бударову на 0,5 %.

Содержание труднолетучих веществ (ТЭС, дибромметана и дибромпропана) с увеличением потерь от испарения бензинов повышается по ли-

нейной зависимости, справедливой для всех бензинов с различным содержанием этиловой жидкости,

$$\chi_k = \chi_n + 0,042\delta \quad (5.6)$$

где χ_k, χ_n – соответственно начальное (до потерь) и конечное (после потерь) содержание этих веществ в граммах на 1 кг бензина;

δ – потери бензина от испарения, %.

Влияние испаряемости при смешении также должно приниматься во внимание разработчиками и эксплуатационниками анализаторов качества нефтепродуктов при подготовке контрольных проб для калибровки шкал анализаторов и т.д.

Технологией восстановления качества нефтепродуктов предполагается проведение следующих операций.

В резервуар сначала подают топливо с большей плотностью, а затем в нижнюю часть резервуара перекачивают необходимое количество топлива с меньшей плотностью. В этом случае ухудшаются условия смешения. Затем полученную смесь перемешивают перекачкой «на кольцо» по схеме резервуар-насос-резервуар до тех пор, пока не будет получена однородная смесь. Однородность топлива определяют лабораторным анализом после отстоя в течение 3 – 4 ч. Операцию восстановления считают законченной, когда плотность смеси в нижнем, среднем и верхнем слоях будет одинаковой, и результаты лабораторного анализа подтвердят соответствие качества нефтепродукта требованиям ГОСТ или технических условий.

Нефтепродукты с большой вязкостью смешивают в резервуарах, которые оборудованы подогревателями. Масла можно смешивать также в установке для смешения, фильтрования и обезвоживания масел (УСФОМ). Если резервуаров с подогревом и установок УСФОМ нет, то смешение масел можно осуществлять в водомаслогрейках, автомаслозаправщиках, автоводомаслозаправщиках.

Исходные продукты перед смешением нагревают до 60 – 80 °С, и смешение проводят при непрерывном подогреве масел при этой же температуре. Перекачку высоковязких нефтепродуктов «на кольцо» продолжают до получения однородной смеси. Исправленные нефтепродукты не подлежат длительному хранению.

В настоящее время большое внимание уделяется качеству нефти, т.к. нефтеперерабатывающие заводы строят свою технологию в зависимости от определенного сорта нефти и в дальнейшем требуют поставок только этого сорта. Аналогичная проблема возникает и при продаже нефти на экспорт. От одного или группы нефтепроводов питаются, как правило, несколько нефтеперерабатывающих заводов, которым требуется нефть раз-

ных сортов. Поэтому в состав нефтепроводов включают базы смешения нефтей, на которых подготавливают для каждого потребителя требуемый сорт путем смешения разных нефтей.

Существует четыре основных метода смешения фракций сырой нефти:

- периодическое смешивание включает последовательную перекачку продуктов из сливных резервуаров к резервуарам для смешивания, где компоненты смешиваются и проверяются на соответствие требуемому качеству;
- полунепрерывное смешивание использует одновременную перекачку компонентов из сливных резервуаров. Для получения требуемого качества применяется регулирование скорости (объемов) потока с помощью дросселирующих заслонок;
- непрерывное смешивание подобно полунепрерывному за исключением того, что присадки добавляются в трубопровод посредством пропорционального регулирования расхода;
- параллельное смешивание является самым современным и точным процессом, когда производится одновременная перекачка компонента из резервуаров с непрерывным добавлением составляющих при точных и автоматически регулируемых условиях. Преимуществом параллельного метода смешивания являются экономия на резервуарах для хранения, высокое качество полученного продукта. Дополнительные преимущества дают эффективное использование ручного труда, планирование, уменьшение потерь от испарения и повышение безопасности, возможное применение ЭВМ.

Существует несколько методов технологического процесса:

- резервуарное смешивание конечных продуктов с использованием исходных компонентов из резервуаров для хранения;
- сливное смешивание продуктов непосредственно из трубопроводов;
- комбинированное смешивание.

Телеуправление с помощью ЭВМ широко применяется многими зарубежными фирмами. ЭВМ рассчитывает оптимальные соотношения, пускает в действие смеситель, контролирует и оптимизирует смесь с помощью непрерывных анализаторов. Эта система не требует добавочных аналоговых блоков и не перегружает ЭВМ большим количеством данных для просмотра. Но в то же время система позволяет ЭВМ оптимизировать несколько исходных компонентов для удовлетворения спецификации смеси. Этот подход находит все большее распространение на крупнейших предприятиях Северной Америки и Европы.

5. Контроль качества нефтепродуктов

В системе нефтеперерабатывающий завод-нефтебаза за качество нефтепродуктов отвечает поставщик. Однако отдельные нефтебазы и все автозаправочные станции (АЗС) не имеют лабораторий, не проверяют качество принимаемых и отпускаемых нефтепродуктов на соответствие их требованиям стандартов и технических условий. Следовательно, в систему нефтебаза-АЗС-нефтесклад предприятия и организации могут поступать нефтепродукты с отступлением от показателей стандартов качества.

Для обеспечения надежной и долговечной работы техники проводится регулярная проверка качества нефтепродуктов, которая включает следующие операции: определение соответствия физико-химических свойств нефтепродукта требованиям действующих стандартов и технических условий; установление сорта; исключение применения некондиционных продуктов; предупреждение ухудшения свойств при транспортировании, хранении и применении; своевременное исправление качества; обоснование применения определенных марок продуктов и сроков проведения технического обслуживания техники; предъявление претензий нефтебазам поставщика и нефтеперерабатывающей промышленности на поставку продукции, не соответствующей стандартам или техническим условиям.

Контрольные анализы и испытания нефтепродуктов серийного и массового производства установлены трех видов: приемно-сдаточные, периодические контрольные и проверочные испытания (полный и арбитражный). Порядок испытаний (анализов) в ходе непрерывного процесса производства указан в технологических регламентах и при необходимости – в нормативно-технической документации. Объем приемно-сдаточных и периодических испытаний регламентирован в стандартах и технических условиях на конкретные, виды и марки нефтепродуктов, а также в ведомственных инструкциях.

Контроль качества выпускаемых горюче-смазочных материалов осуществляют службы технического контроля и заводские лаборатории предприятия-изготовителя в порядке, установленном руководством предприятия в соответствии с утвержденной технической документацией. Результаты приемно-сдаточной проверки отражаются в товаросопроводительной документации – паспорте, где указывают правила приема и фактические результаты испытаний (анализов). Периодическим контрольным испытаниям и проверкам подвергают продукцию, выдержавшую приемно-сдаточные испытания.

Контрольные испытания и проверки проводят с учетом требований потребителей после слива нефтепродуктов в резервуары, в процессе хра-

нения. Цель анализа: по некоторым наиболее характерным показателям качества определить, что при сливе и перекачках нефтепродукт не смешан с другими сортами, а при хранении – установить начало изменения качества нефтепродукта. Полный анализ проводят перед длительным хранением, после восстановления качества, периодически в процессе хранения, в особых случаях при приеме (см. ниже), а также тогда, когда необходимо установить действительное качество нефтепродукта. Контрольный и полный анализы позволяют также установить начало ухудшения качества нефтепродуктов при хранении и наметить меры своевременного их освежения. Арбитражный анализ проводят с целью установления истины при возникновении разногласий в оценке качества нефтепродуктов лабораториями разных организаций, нефтебаз или лабораториями отправителя или получателя. При арбитражном анализе либо проводят полный анализ, либо определяют показатели, по которым возникли разногласия.

Основным документом, удостоверяющим качество нефтепродукта при его получении, является паспорт, который обязана выдавать нефтебаза по требованию потребителей. Паспорт качества позволяет контролировать состояние хранимых нефтепродуктов и успешно решать споры с заводами-изготовителями техники при отклонении ими рекламаций на неисправную работу машин. Контроль качества заключается в отборе проб, их визуальном осмотре и анализе, а также в изучении паспортов качества на полученные нефтепродукты. Основное внимание при этом уделяют объектам, которые могут быть источником ухудшения качества нефтепродукта. Так, при приеме горюче-смазочных материалов проверяют техническое состояние цистерн (железнодорожных, автомобильных); исправность крышек, колпаков и люков с уложенными в них прокладками, обеспечивающими герметичность; показатели качества (по паспорту) прибывших нефтепродуктов, которые сравнивают с требованиями стандарта на получаемый сорт; наличие и исправность пломб; соответствие номера цистерны номеру, указанному в накладной; порядок отбора проб для визуального или лабораторного контроля качества нефтепродуктов; качество зачистки резервуаров или подготовки их к приему поступившего продукта.

При отпуске и применении нефтепродуктов соблюдают следующий порядок: в первую очередь реализуют горюче-смазочные материалы первого поступления; проверяют визуально содержание механических примесей и воды, чистоту тары, горловины бака и наличие паспорта качества; принимают меры по предотвращению попадания в нефтепродукты пыли, грязи и воды.

Основные задачи контроля: установление поставщиков нефтепродуктов и достаточность их ассортимента, фактического качества; соответ-

ствии показателей действующей нормативно-технической документации на производство; выявление причин снижения качества; выдача рекомендаций по их устранению и проверка их выполнения; пропаганда и внедрение новых сортов горюче-смазочных материалов, оборудования и средств по их транспортированию и хранению.

При выявлении некондиционных сортов нефтепродуктов принимается решение о путях и методах восстановления их качества с оформлением соответствующего акта.

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Правила хранения нефтепродуктов.
2. Нормы естественной убыли.
3. Специальные мероприятия по сохранению качества нефтепродуктов.
4. Восстановление качества нефти и нефтепродуктов.
5. Контроль качества нефтепродуктов.

Вопросы для предварительного контроля

1. Правила хранения нефтепродуктов.
2. Что такое нормы естественной убыли нефтепродуктов?
3. Специальные мероприятия по сохранению качества нефтепродуктов.
4. Восстановление качества нефтепродуктов.
5. Контроль качества нефтепродуктов.

Практические занятия

Теоретическая часть

Транспортировка и хранение нефти и нефтепродуктов сопровождаются их потерями.

Под нормой естественной убыли понимается допустимая величина безвозвратных потерь нефти (нефтепродуктов), происходящих непосредственно при товарно-транспортных операциях, вследствие сопровождаю-

щих их физических процессов, а так же потерь, неизбежных на данном уровне состояния применяемого технологического оборудования (потерь от испарения, налипания, через уплотнения насосов и задвижек, и т.д.). В нормы естественной убыли не включаются потери нефти (нефтепродуктов), связанные с зачисткой резервуаров и транспортных емкостей, с ремонтом трубопроводов и арматуры, все виды аварийных потерь, а также потери при внутрискладских перекачках.

Для применения норм естественной убыли нефти и нефтепродуктов территория разделена на климатические зоны и пояса. Нормы естественной убыли установлены для двух периодов года:

- осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта);
- весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября),

а также в зависимости от типа и вместимости резервуаров и их оснащенности средствами защиты от потерь (понтон, газовая обвязка).

Нормы естественной убыли не распространяются на нефтепродукты, принимаемые и сдаваемые по счету (фасованные продукты), транспортируемые или хранящиеся в герметичной таре (запаянные, с применением герметиков, уплотнений и др.), а также хранящиеся в резервуарах повышенного давления.

Естественная убыль нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС определяется как сумма их естественной убыли при заполнении емкостей и при последующем хранении.

Основные формулы расчета приведены в табл. 5.10.

Таблица 5.10

Источник потерь	Виды потерь		Суммарные потери $G_n \approx G_x$	№ формулы
	при заполнении	при хранении		
1	2	3	4	5
Резервуары нефтебаз	$p_1 \cdot G_1$	$\left[p_2 + p_3 \left(\frac{M}{n} - 1 \right) \right] \cdot G_x$	$\left[p_1 + p_2 + p_3 \left(\frac{M}{n} - 1 \right) \right] \cdot G_x$	5.7
Резервуары баз длительного хранения	—	$[p_{2д} + p_{3д} \cdot (M_д - 12)] \cdot G_x$	$[p_{2д} + p_{3д} \cdot (M_д - 12)] \cdot G_x$	5.8

Окончание табл.

1	2	3	4
Резервуары АЗС и пунктов заправки	Не дифференцируются	$P_{АЗС} \cdot G$	5.9
Земляные амбары	Не дифференцируются	$P_{АМ} \cdot F \cdot M_x$	5.10

где G_n, G_x – количество соответственно наливаемого и хранимого нефтепродукта в течение года, т/год;

G – грузооборот по нефтепродукту, т/год;

p_1 – норматив естественной убыли нефтепродуктов при приеме в резервуары нефтебаз, кг/т (табл. 5.11, 5.13);

p_2 – норматив естественной убыли нефтепродуктов при хранении в резервуарах до 1 месяца, кг/т (табл. 5.12, 5.13);

p_3 – норматив естественной убыли нефтепродуктов при хранении в резервуарах свыше 1 месяца, кг/т мес. (табл. 5.14);

M – количество месяцев в рассматриваемом календарном периоде, мес.;

n – коэффициент оборачиваемости резервуаров, 1/год;

$p_{2д}$ – норматив естественной убыли нефтепродуктов при приеме, отпуске и хранении в первый год длительного хранения, кг/т (табл. 5.15);

$p_{3д}$ – норматив естественной убыли нефтепродуктов при хранении свыше 1 года (длительное хранение), кг/(т мес) (табл. 5.16);

M_d – количество месяцев длительного хранения нефтепродуктов, мес.;

$p_{АЗС}$ – норматив естественной убыли нефтепродуктов при приеме, отпуске и хранении на АЗС и пунктах налива, кг/т (табл. 5.17);

$p_{АМ}$ – норматив естественной убыли мазута при приеме, отпуске и хранении в открытых земляных амбарах, кг/(мес. м²) (табл. 5.18);

F – площадь поверхности испарения в амбаре, м²;

M_x – количество месяцев хранения мазута в амбаре, мес.

Естественная убыль нефтепродуктов при приеме определяется умножением естественной нормы (табл. 5.11), выраженной в кг/т, (табл. 5.11, 5.13) на массу принятого нефтепродукта в резервуар в тоннах.

При приеме подогретых нефтепродуктов естественная убыль начисляется в зависимости от температуры его подогрева:

- при подогреве от температуры 11 до 20 °С в осенне-зимний период соответствующая норма осенне-зимнего периода увеличивается в 1,5 раза;

- независимо от периода года естественная убыль начисляется по нормам весенне-летнего периода, увеличенным в 1,5 раза, при подогреве нефтепродуктов от 21 до 30 °С, в 2 раза – при подогреве от 31 до 50 °С и в 3 раза – при подогреве свыше 50 °С.

Естественная убыль нефтепродуктов 3 и 4 групп начисляется в размере 45 %, нефтепродуктов 5 и 6 групп – в размере 65 % от соответствующей нормы при приеме и хранении для указанных групп нефтепродуктов.

Естественная убыль нефтепродуктов при хранении определяется умножением соответствующей нормы (табл. 5.12, 5.13) на массу хранимого в резервуаре нефтепродукта в тоннах.

Естественная убыль нефтепродуктов при хранении свыше одного месяца определяется, начиная со второго месяца хранения после последнего поступления, умножением соответствующей (табл. 5.14) нормы на массу нефтепродукта, находящегося в резервуаре после первого месяца хранения.

Естественная убыль нефтепродуктов при длительном хранении (свыше одного года) складывается из двух составляющих: убыли в первый год хранения и убыли при хранении свыше одного года.

Естественная убыль нефтепродуктов в первый год длительного хранения определяется умножением соответствующей нормы (табл. 5.15) на количество принятого нефтепродукта в тоннах.

При хранении нефтепродукта свыше одного года на каждый последующий месяц начисляется естественная убыль по соответствующей норме (табл. 5.16).

В нормы **естественной убыли нефтепродуктов из резервуаров и пунктов заправки** включена естественная убыль при транспортировании, приеме нефтепродуктов из транспортных средств, при хранении в резервуарах и отпуске через раздаточные колонки.

Естественная убыль нефтепродукта определяется умножением соответствующей нормы на массу принятого нефтепродукта в тоннах.

Естественная убыль мазута при приеме, отпуске и хранении в открытых земляных амбарах, рассчитывается умножением соответствующей нормы (табл. 5.18) на площадь испарения мазута (площадь поверхности амбара) в квадратных метрах.

В естественную убыль твердых нефтепродуктов при приеме включена естественная убыль в результате транспортирования и хранения.

Естественная убыль твердых нефтепродуктов определяется умножением соответствующей нормы (табл. 5.19) на количество принятого или отпущенного нефтепродукта в тоннах.

Пример расчета

1. Определить естественную убыль автобензина из резервуара РВС 2 000 в осенне-зимний период. Коэффициент оборачиваемости резервуара равен 15 1/год. Нефтебаза расположена в 1-ой климатической зоне. Грузооборот резервуара по бензину составляет 22 500 т.

Решение:

1. По табл. 5.4 – 5.9 находим соответствующие нормативы естественной убыли: $p_1 = 0,12$ кг/т; $p_2 = 0,13$ кг/т; $p_3 = 0,05$ кг/(т·мес.).

2. Вычисляем искомую величину естественной убыли по формулам (табл. 5.10)

$$U = (0,12 + 0,13 + 0,05 \cdot 0) 22\,500 = 5\,625 \text{ кг}.$$

Задачи

1. Определить естественную убыль при хранении в резервуаре РВС 5 000 3 700 т автобензина с 1 октября 1991 г. по 31 марта 1993 г. Резервуар размещен во 2-ой климатической зоне. Среднегодовая плотность бензина 750 кг/м^3 .

2. Определить естественную убыль автобензина из заглубленных резервуаров АЗС, размещенной в 3-й климатической зоне. Масса принятого и реализованного нефтепродукта составляет в весенне-летний период $G^{6-1} = 1\,000$ т, в осенне-зимний $G^{0-3} = 500$ т.

3. Определить естественную убыль мазута при приеме, отпуске и хранении в земляном амбаре с 1 октября по 31 марта во 2-ой климатической зоне. Площадь поверхности испарения равна 80 м^2 , из которых 50 % закрыта листами шифера.

4. Определить естественную убыль твердых нефтепродуктов при их приеме в количестве 40 т на нефтебазу, расположенную в 4-ой климатической зоне.

Таблица 5.11

**Нормы естественной убыли нефтепродуктов 1 и 2 групп при приеме в резервуары
(кг/ 1 т принятого количества)**

Тип резервуаров	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период						
наземные стальные вместимостью									
до 400 м ³	1	0,22	0,37	0,24	0,41	0,30	0,49	0,32	0,53
	2	0,20	0,36	0,22	0,39	0,22	0,47	0,29	0,52
700 – 1 000 м ³	1	0,20	0,36	0,23	0,40	0,30	0,46	0,31	0,52
	2	0,18	0,33	0,21	0,38	0,21	0,43	0,25	0,43
2 000 м ³ и более	1	0,12	0,21	0,17	0,25	0,17	0,27	0,19	0,28
	2	0,12	0,21	0,17	0,25	0,17	0,27	0,19	0,28
наземные стальные с понтоном вместимостью									
до 400 м ³	1	0,14	0,31	0,20	0,36	0,20	0,42	0,20	0,42
	2	0,12	0,31	0,15	0,34	0,15	0,42	0,20	0,42
700 – 1 000 м ³	1	0,08	0,23	0,20	0,34	0,20	0,37	0,20	0,37
	2	0,07	0,23	0,15	0,29	0,1	0,14	0,06	0,18
2 000 м ³ и более	1	0,06	0,12	0,06	0,14	0,06	0,14	0,06	0,18
	2	0,05	0,11	0,06	0,14	0,06	0,14	0,06	0,14
наземные стальные, имеющие газовую обязательность, вместимостью									
до 1 000 м ³	1	0,12	0,20	0,12	0,20	0,13	0,27	0,13	0,30
	2	0,10	0,13	0,12	0,17	0,12	0,18	0,13	0,19
2 000 м ³ и более	1	0,11	0,20	0,11	0,20	0,12	0,27	0,13	0,15
	2	0,10	0,13	0,10	0,17	0,11	0,18	0,13	0,14

Таблица 5.12

**Нормы естественной убыли нефтепродуктов 1 и 2 групп при хранении в резервуарах до одного месяца
(кг/ 1 т хранимого продукта в месяц)**

Тип резервуаров	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период						
наземные стальные вместимостью									
до 400м ³	1	0,23	0,66	0,32	0,90	0,39	1,11	0,50	1,49
	2	0,17	0,64	0,27	0,84	0,37	1,07	0,48	1,22
700 – 1 000 м ³	1	0,16	0,65	0,28	0,88	0,32	1,05	0,39	1,34
	2	0,15	0,63	0,23	0,79	0,31	0,91	0,32	0,91
2 000 м ³ и более	1	0,13	0,34	0,14	0,45	0,15	0,48	0,16	0,56
	2	0,13	0,34	0,14	0,42	0,15	0,48	0,16	0,56
наземные стальные с понтоном вместимостью									
до 400 м ³	1	0,07	0,15	0,07	0,21	0,08	0,28	0,08	0,37
	2	0,05	0,14	0,06	0,18	0,06	0,22	0,08	0,33
700 – 1 000 м ³	1	0,05	0,14	0,05	0,20	0,08	0,27	0,07	0,33
	2	0,05	0,06	0,05	0,13	0,06	0,21	0,07	0,29
2 000 м ³ и более	1	0,05	0,08	0,05	0,10	0,05	0,11	0,05	0,16
	2	0,05	0,06	0,05	0,09	0,05	0,11	0,05	0,16
наземные стальные, имеющие газовую обвязку, вместимостью									
до 1 000 м ³	1	0,10	0,20	0,10	0,26	0,10	0,32	0,14	0,35
	2	0,06	0,20	0,08	0,25	0,08	0,36	0,14	0,28
2 000 м ³ и более	1	0,10	0,19	0,10	0,26	0,10	0,28	0,12	0,28
	2	0,05	0,19	0,08	0,21	0,08	0,24	0,12	0,25

Таблица 5.14

**Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении в резервуарах свыше одного месяца
(в кг/ 1 т хранимого продукта в месяц)**

Тип резервуаров	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период						
наземные стальные вместимостью									
до 400 м ³	1	0,09	0,43	0,09	0,59	0,28	0,83	0,29	0,86
	2	0,09	0,26	0,09	0,43	0,17	0,62	0,18	0,63
	3	–	0,05	–	0,05	–	0,08	–	0,10
	4	–	–	–	–	–	0,5	–	0,05
700 – 1 000 м ³	1	0,09	0,41	0,09	0,57	0,27	0,80	0,28	0,82
	2	0,09	0,25	0,09	0,42	0,16	0,59	0,17	0,61
	3	–	0,05	–	0,05	–	0,08	–	0,10
	4	–	–	–	–	–	0,05	–	0,05
2 000 м ³ и более	1	0,05	0,24	0,09	0,37	0,13	0,46	0,14	0,52
	2	0,05	0,18	0,05	0,26	0,09	0,38	0,09	0,40
	3	–	0,05	–	0,05	–	0,05	–	0,05
	4	–	–	–	–	–	0,05	–	0,05
Наземные стальные с понтоном	1	–	0,10	–	0,15	0,05	0,19	0,05	0,20
	2	–	0,09	–	0,10	0,04	0,13	0,05	0,14
Заглубленные	1	–	0,10	0,05	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	2	–	0,10	–	0,10	0,05	0,10	0,05	0,10
	3	–	–	–	–	–	0,05	–	0,05

Таблица 5.16

Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении свыше одного года (длительное хранение), кг/ т

Тип резервуаров	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны					
		1		2		3	
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
Наземные металлические с нормой загрузки 95 % и выше	1	0,130	0,450	0,050	0,280	0,040	0,180
	2	0,080	0,250	0,040	0,180	0,030	0,140
	3	0,010	0,040	–	0,019	–	0,019
	4	–	0,019	–	0,009	–	0,009
Наземные металлические с нормой загрузки менее 95 %	1	0,130	0,450	0,060	0,300	0,040	0,180
	3	0,010	0,040	–	0,019	–	0,019
	4	–	0,019	–	0,010	–	0,010
Заглубленные	1	0,060	0,100	0,009	0,049	0,010	0,030
	4	–	0,018	–	0,10	–	0,009

Таблица 5.17

**Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске на АЗС и пунктах заправки
(в кг/ т принятого нефтепродукта)**

Тип резервуаров	Группа нефтепродуктов	Климатические зоны							
		1		2		3		4	
		осенне-зимний период	весенне-летний период						
Наземные стальные	1	0,08	0,60	0,54	0,99	0,72	1,05	0,74	1,25
	5	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	6	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Наземные стальные с понтоном	1	0,15	0,30	0,27	0,40	0,40	0,56	0,41	0,62
Заглубленные	1	0,23	0,30	0,36	0,40	0,48	0,56	0,49	0,68
	5	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	6	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

Таблица 5.18

**Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске в открытых земляных амбарах
(в кг/ 1 м² поверхности испарения нефтепродукта в месяц)**

Климатические зоны							
1		2		3		4	
осенне-зимний период	весенне-летний период						
1,44	2,16	1,84	2,56	2,16	2,88	2,16	2,88

Таблица 5.19

**Нормы естественной убыли нефтепродуктов 7 группы
(в кг/ 1 т принятого или отпущенного количества)**

Вид операций	Климатические зоны			
	1	2	3	4
Прием	0,11	0,11	0,11	0,11
Отпуск	0,01	0,01	0,01	0,01

**ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ
ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ**

На оценку «удовлетворительно»

1. Правила хранения нефтепродуктов.

На оценку «хорошо»

1. Нормы естественной убыли нефтепродуктов.
2. Специальные мероприятия по сохранению качества нефтепродуктов.

На оценку «отлично»

1. Восстановление качества нефтепродуктов.
2. Контроль качества нефтепродуктов.

Модуль 6

РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Введение

Рациональное расположение сооружений и объектов на территории нефтебазы создает наиболее благоприятные условия, обеспечивающие бесперебойность проведения всех операций, соблюдение санитарно-гигиенических и противопожарных требований и, в конечном счете, определяет экономическую эффективность работы всего комплекса сооружений в целом. Объекты нефтебазы целесообразно объединять по их технологической или функциональной принадлежности и располагать на территории по зонам. Обычно выделяют 6 – 7 таких зон:

- железнодорожного приема и отпуска (железнодорожные сливно-наливные устройства, насосные и компрессорные станции, хранилища жидкостей в таре, погрузочно-разгрузочные площадки, лаборатории, технологические трубопроводы различного назначения, операторные помещения и другие объекты, связанные с проводимыми операциями);
- водного приема и отпуска (морские или речные пирсы и причалы, насосные станции, технологические трубопроводы, операторные, манифольды и другие сооружения, обеспечивающие сливно-наливные операции в транспортные емкости);
- резервуарного хранения включает резервуары, технологические трубопроводы, газосборники, газовые обвязки, насосные, операторные, манифольды и др.;
- розничного отпуска (автоэстакады, устройства для налива нефтепродуктов в автоцистерны, разливочные, хранилища для нефтепродуктов в таре, цеха затаривания нефтепродуктов, цеха регенерации отработанных масел, маслоосветительные установки, насосные, оперативные площадки чистой и грязной тары, автовесы, погрузочные площадки, лаборатории и т.д.);
- зона очистных сооружений (буферные резервуары, песколовки, нефтеловушки, флотаторы, фильтры, биофильтры, хлораторные, азонаторные, пруды-отстойники, пруды-испарители, шлакоаккумуляторы (иловые площадки));
- подсобных зданий и сооружений (ремонтно-механические мастерские, пропарочные установки, котельные, малярные цеха, электростан-

ции и трансформаторные подстанции, распределительные пункты, водопроводы, склады для тары и материалов, цеха по ремонту оборудования);

- административно-хозяйственная (объекты противопожарной службы, административные здания, столовые, проходные, гаражи, объекты охраны и т.д).

Деление нефтебазы на зоны имеет условный характер. Например, на нефтебазах, хранящих только светлые нефтепродукты, не производится никаких подогревательных операций. Далеко не на всех нефтебазах возможно проведение обезвоживания нефтепродуктов и очистка масел, когда требуется в значительных количествах пар и сжатый воздух. Ремонт и изготовление бочковой тары также выгоднее выполнять централизованно на крупных нефтебазах, имеющих достаточное оборудование. На многих нефтебазах не сооружают тепловых котельных, могут отсутствовать одна или несколько зон, некоторые зоны совмещаются, могут выделяться дополнительно новые зоны, обоснованные либо технологией проводимых операций, либо экономическими показателями.

Схема изучения материала

№	Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1	Номенклатура отечественных стальных резервуаров. Технические характеристики резервуаров. Техничко-экономические показатели резервуаров	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Эксплуатация резервуарных парков. Резервуары с плавающей крышей. Общий порядок ремонта резервуаров на нефтебазах. Тушение пожаров на резервуарах. Определение объема резервуарного парка и выбор типов резервуаров	Изучение нового материала	Лекция	2
3	Определение вместимости резервуарного парка. Подбор основного оборудования резервуаров	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	2
4	Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов	Предварительный контроль	Практическое занятие	2
5	Дыхательные клапаны нефтяных резервуаров	Предварительный контроль	Лабораторное занятие	2

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Номенклатура отечественных стальных резервуаров

В промышленности применяется большое число стальных резервуаров различных типов и объемов без давления (резервуары с плавающей крышей и понтоном) и с давлением до 0,002 МПа (резервуары со стационарной крышей).

Имеются стальные резервуары траншейного типа объемом до 10 000 м³, рассчитанные на избыточное давление 0,007 МПа.

Наибольшее распространение получили наземные вертикальные цилиндрические резервуары, которые в зависимости от их назначения или условий эксплуатации можно разделить на следующие типы:

1. типовые сварные вертикальные цилиндрические резервуары объемом от 20 м³ до 100 тыс. м³:

- со стационарной крышей, рассчитанные на избыточное давление 0,002 МПа, с высотой стенки не более 12 м;
- с понтоном и плавающей крышей, без давления;
- резервуары, предназначенные для эксплуатации в северных районах (температура до –65 °С);

2. резервуары с оптимальными параметрами объемом от 10 до 50 тыс. м³, с высотой стенки до 18 м;

3. резервуары повышенного давления широкого распространения не получили. В России сооружено всего несколько каплевидных резервуаров объемом 2 000 м³, рассчитанных на избыточное давление 0,03 МПа. Значительно чаще применяют резервуары ДИСИ (Днепропетровского инженерно-строительного института) объемом 400, 700, 1 000 и 2 000 м³. В общей сложности таких резервуаров, рассчитанных на избыточное давление от 0,01 МПа до 0,013 МПа, построено около 200.

Основные геометрические размеры вертикальных цилиндрических и каплевидных резервуаров повышенного давления приведены в табл. 6.1. Резервуары повышенного давления наиболее экономичны для длительного хранения нефтепродуктов при небольшой их оборачиваемости (не более 10 – 12 раз в год).

К числу резервуаров повышенного давления относятся изотермические резервуары для хранения сжиженных газов. Обычно они представляют собой двухслойную конструкцию (резервуар в резервуаре). Для обеспечения постоянной отрицательной температуры пространство между наружным и внутренним кольцом заполняют теплоизоляционным материалом;

Резервуары повышенного давления

Показатель	Вертикальные цилиндрические резервуары					Каплевидные резервуары
	400	700	1 000	2 000	3 000	
Номинальный объем, м ³	400	700	1 000	2 000	3 000	2 000
Геометрический объем, м ³	420	770	1 235	2 050	3 100	1 700
Диаметр, м	8,53	10,43	12,3	15,2	18,3	18,45
Высота стенки, м	7,5	9	9	9,30	10,37	10,49
Высота торосферической кровли, м	2	2,08	2,95	2,97	3,542	–
Избыточное давление, МПа	0,02	0,018	0,015	0,013	0,025	0,03
Вакуум, МПа	0,0015	0,001	0,0005	0,0005	0,001	0,003

4. горизонтальные надземные и подземные резервуары, рассчитанные на избыточное давление 0,07 МПа – при конических днищах и 0,04 МПа – при плоских днищах, также являются резервуарами повышенного давления.

Климатические условия вызывают необходимость дифференцированного подхода к применению тех или иных типов резервуаров с учетом специфических условий их эксплуатации, значительных температурных колебаний, больших снеговых и ветровых нагрузок, сейсмических воздействий, вечномёрзлых и просадочных грунтов и т.д.

2. Технические характеристики резервуаров

2.1. Вертикальные изотермические резервуары

Изотермические резервуары служат для хранения различных сжиженных газов при постоянной пониженной или отрицательной температуре, проектирование и сооружение которых является новым направлением в резервуаростроении. В ЦНИИпроектстальконструкции разработаны различные типы конструкций для хранения сжиженных газов при температуре выше минус 196 °С в резервуарах объемом 2,5, 10 и 30 тыс. м³.

Наиболее распространены двухслойные конструкции изотермических резервуаров с зазорами между стенками, крышками и днищами (рис. 6.1, а, б).

Величины зазоров определяют технологические институты и выдают в техническом задании (ТЗ) на проектирование. Задания включают исходные данные для проектирования резервуаров: объем; название и температуру хранимого сжиженного газа, марки сталей для внутреннего и наружного резервуаров; величину избыточного и гидростатического давления; район строительства; величину снеговой и ветровой нагрузок; сейсмичность района строительства; наименование теплоизоляционных материалов, сварочные материалы для сварки сталей специальных марок и другие данные.

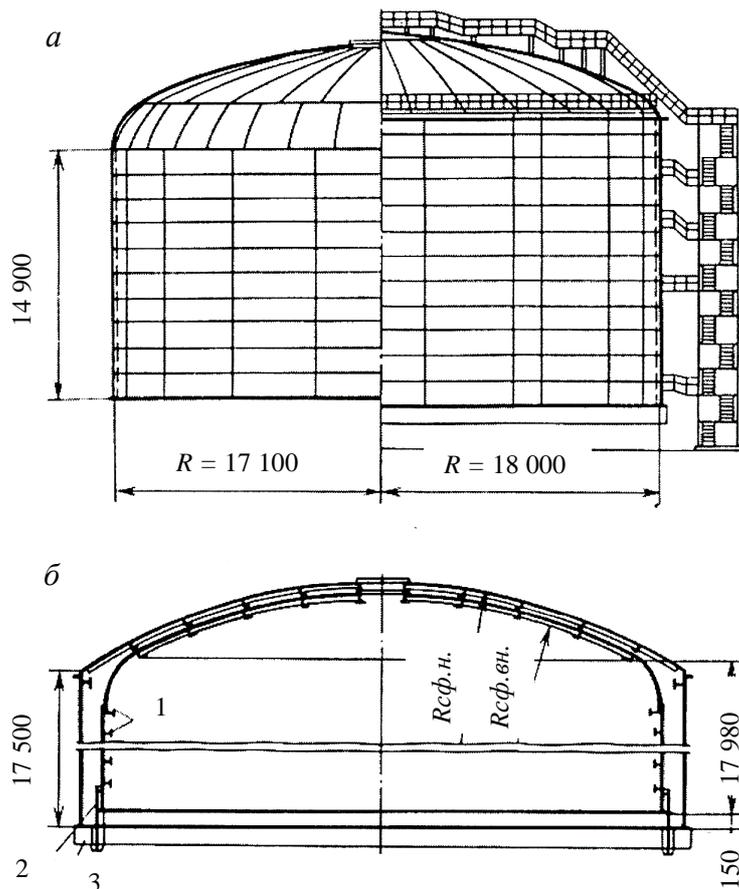


Рис. 6.1. Изотермический резервуар объемом 20 тыс. м³ ($D_{ВН} = 34,2$ м, $D_{Н} = 36$ м):
a – фасад внутреннего резервуара (слева) и наружного резервуара (справа); *б* – разрез;
 1 – кольца жесткости; 2 – анкерные крепления; 3 – железобетонная плита (ростверк)
 свайного основания

Если температура хранения не ниже -65 °С, то при проектировании резервуаров применяются строительные стали. При более низких температурах должны применять стали специальных марок: никельсодержащие, нержавеющие, алюминиевые сплавы.

Проектирование и сооружение изотермических резервуаров во многом аналогично проектированию и сооружению вертикальных цилиндрических резервуаров низкого и повышенного давления. Также аналогичны методики инженерных расчетов, что дает возможность использовать многолетний опыт их проектирования. Новым, с чем столкнулись при проектировании и расчете несущих элементов изотермических резервуаров, явились нагрузки от теплоизоляционных материалов. При расчете стенки пустого внутреннего резервуара на устойчивость – собственный вес изоляции, находящейся между крышами и вызывающей осевое сжатие стенки. Изоляция, находящаяся в межстенном пространстве, вызывает боковое

давление на стенки внутреннего и наружного резервуаров. Кроме того, за счет трения о стенки она вызывает также вертикальное усилие.

При длительном хранении нефтепродуктов (не более 10 – 12 раз оборачиваемости в год) целесообразно применение резервуаров повышенного давления типа ДИСИ (Днепропетровского инженерно-строительного института) и «Гибрид», запроектированного ЦНИИпроектстальконструкцией. Оба типа резервуаров имеют торосферическую кровлю. Резервуары типа ДИСИ прошли детальное испытание и эксплуатируются под избыточным давлением.

2.2. Осесимметричные каплевидные резервуары

Сооружено, испытано и внедрено несколько таких резервуаров объемом по $2\ 000\ \text{м}^3$, рассчитанных на избыточное давление 0,03 МПа и вакуум 0,003 МПа. При детальном испытании напряженно-деформированного состояния резервуаров с опорным кольцом в его конструкциях возникают зоны концентрации высоких напряжений, что негативно сказывается на состоянии резервуаров. На этом основании разработана новая конструктивная форма каплевидного резервуара – резервуар с экваториальной опорой (рис. 6.2). В этой конструкции отсутствуют опорное кольцо и ребра жесткости внутри резервуара, а оболочка опирается в зоне экватора на 20 опор (колонн), которые устанавливаются на железобетонное опорное кольцо. Каплевидная оболочка имеет толщину выше экватора 5 мм, ниже – 6 мм. Геометрия оболочки имеет такую форму эллиптических поясов, что радиусы кривизны уменьшаются вверх до экватора с таким расчетом, чтобы меридиональные и кольцевые усилия по всей поверхности от гидростатической нагрузки и избыточного давления были равны между собой. Поэтому каплевидные оболочки называют оболочками равного сопротивления.

Каплевидные резервуары экономичны в своей области, т.е. в области повышенного давления, однако монтаж таких резервуаров сложен и требует соответствующих средств механизации для изготовления лепестков двойной кривизны. Но в связи с необходимостью сокращения потерь нефтепродуктов при хранении, а резервуары с плавающей крышей или понтоном неэкономичны при малой оборачиваемости, проблема резервуаров повышенного давления, в том числе каплевидных резервуаров, является актуальной и перспективной.

В отличие от резервуаров с понтоном или плавающей крышей в резервуарах повышенного давления нет никаких движущихся конструкций и затворов, в них сохраняется возможность для рулонирования стенки и плоского днища, вследствие чего облегчается их изготовление. Их экс-

плуатация сравнительно проста. Таким образом, для более полного удовлетворения потребности страны в нефтерезервуарах и хранилищах сжиженных газов целесообразно применение резервуаров новых конструктивных форм – повышенного давления, изотермических и др.

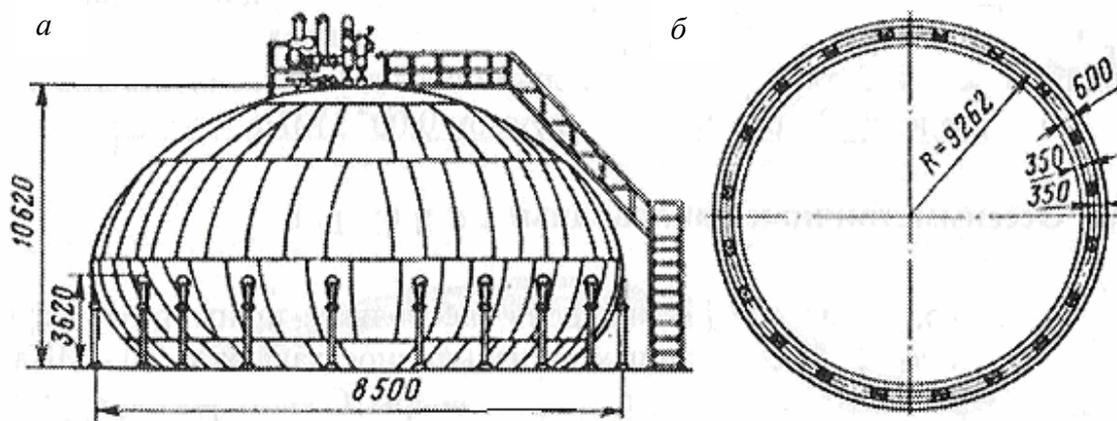


Рис. 6.2. Каплевидный резервуар объемом 2 000 м³ с экваториальной опорой: а – фасад резервуара; б – план фундамента и расположение колонн

2.3. Горизонтальные резервуары

Горизонтальные цилиндрические резервуары предназначены для хранения нефтепродуктов, сжиженных газов и других жидкостей (табл. 6.2) под избыточным давлением 0,04 МПа при плоских днищах и 0,07 МПа при конических днищах. Разработаны проекты резервуаров объемом 3, 5, 10, 25, 50, 75 и 100 м³.

Для обеспечения устойчивости пустых резервуаров под воздействием разрежения (вакуума), внешних нагрузок и давления грунта внутри резервуара устанавливают кольца (ребра) жесткости. В надземных двух опорных резервуарах в пределах опор устанавливают внутренние треугольные диафрагмы (рис. 6.3).

Горизонтальные резервуары по пространственному расположению подразделяют на надземные (выше планировочной отметки территории нефтебазы) и подземные (ниже уровня территории). По конструкции днищ горизонтальные резервуары в зависимости от объема и избыточного давления проектируют с плоскими, коническими или цилиндрическими днищами. Для обеспечения устойчивости цилиндрической оболочки внутри нее должны быть установлены опорные кольца жесткости. В зависимости от объема устанавливают и дополнительные кольца жесткости.

**Характеристика наземных горизонтальных резервуаров
(толщина оболочки 4 мм)**

Показатель	Номинальный объем, м ³					
	5	10	25	50	75	100
Геометрический объем, м ³	5,7	10,79	26,9	55,5	76,9	101,5
Диаметр, мм	1 900	2 220	2 700	2 760	3 240	3 240
Длина оболочки, мм	2 030	2 750	4 150	8 940	8 940	11 920
Пролет, мм	1 980	2 750	4 150	4 500	5 400	5 400
Толщина конического днища, мм	–	5	5	5	5	5
Толщина плоского днища, мм	4	4	4	4	4	4
Число опорных колец жесткости, шт	–	–	–	–	2	2
Число промежуточных колец жесткости, шт	–	1	1	1	2	4
Масса резервуара, т	0,72	1,09	1,86	3,44	4,23	5,41
Удельный расход стали на 1 м ³ объема, кг	126	101	69	62	55	53

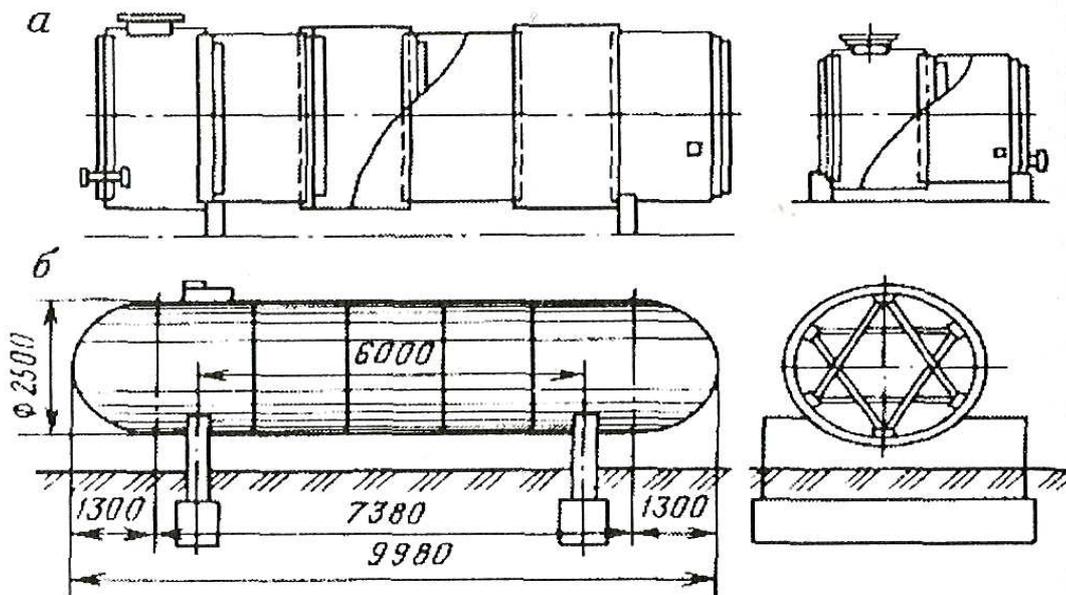


Рис. 6.3. Горизонтальный резервуар объемом 50 м³:
а – с плоским днищем; б – с цилиндрическим днищем

3. Техничко-экономические показатели резервуаров

3.1. Специфические особенности экономики резервуаростроения

Анализ экономической эффективности стальных резервуаров показывает, что сравнение технико-экономических показателей, например, по

общему расходу металла, хотя и выявляет оптимальные конструкции по удельному расходу металла (в расчете на 1 м^3 полезного объема), однако простое сопоставление не раскрывает всех сторон экономической эффективности резервуаров различных типов. Широкая номенклатура резервуаров содержит большой перечень сооружений, не сопоставимых по своему назначению.

Например, не имеет смысла сравнивать между собой резервуары низкого и высокого давлений (обычные вертикальные резервуары со сферическими крышами) по величине потерь нефтепродуктов от испарения, т.к. назначение их различно. Также нельзя просто сравнивать резервуары с плавающей крышей и резервуары с понтоном, т.к. резервуары с плавающей крышей в среднем экономичнее резервуаров с понтоном на 20 % из-за отсутствия лишней стационарной крыши, но каждый из них имеет свою рациональную область применения.

Существует немало случаев, когда по условиям эксплуатации необходимо применять резервуары с понтоном. Например, в районах с большими снеговыми осадками или в районах с песчаными бурями непригодны резервуары с плавающей крышей. Но в районах, где оба вида резервуаров эквивалентны по сокращению потерь, предпочтение следует отдавать резервуарам с плавающей крышей, которые имеют ряд преимуществ. Они более удобны для наблюдения во время эксплуатации, в пожаротушении и ремонте, при защите от коррозии.

Специфическая особенность нефтяных резервуаров в отличие от других строительных конструкций и сооружений заключается в том, что в них, с точки зрения экономической эффективности, значительно большее значение имеет, не экономия стали или снижение себестоимости, а стоимость сокращения потерь от испарения, которая несравненно выше. Например, если экономия стали или сметной стоимости составляет миллионы рублей, то экономия от сокращения потерь нефтепродукта составляет десятки или сотни миллионов рублей. Это следует из общего количества потерь нефти и нефтепродуктов, которое оценивается в пределах 5 – 7 % от объема добываемой нефти в стране и составляет миллионы тонн. С другой стороны, борьба с потерями нефти и нефтепродуктов с точки зрения охраны природы также имеет большое социальное значение. Таким образом, экономическая эффективность резервуаров должна выявляться и оцениваться путем комплексного анализа всех факторов с учетом приведенных затрат, включающих эксплуатационные расходы и стоимость потерь при хранении.

При упрощенном анализе экономической эффективности резервуаров различных типов следует сравнивать между собой однотипные резервуары, но имеющие разные объемы. В этом случае следует сравнивать между собой удельные расходы или стоимости, приходящиеся на 1 м³ объема. При комплексном анализе для более полного выявления экономической эффективности стальных резервуаров учитывают все факторы, в том числе эксплуатационные расходы, включающие стоимость сокращения потерь при хранении.

При анализе эффективности не отдельных резервуаров, а целых резервуарных парков учитывают, кроме того, стоимость территории, внутрипарковых коммуникаций и других общепарковых расходов. Тогда более полно выявляется экономическая эффективность как отдельных резервуаров, так и всего парка в целом.

3.2. Техничко-экономические показатели резервуаров различных типов и объемов

1. Резервуары с плавающей крышей

В табл. 6.3 приведены основные размеры и показатели резервуаров оптимальных габаритов с плавающей крышей. Из данных следует, что с увеличением объема резервуаров удельный расход стали уменьшается.

Таблица 6.3

Техничко-экономические показатели резервуаров с плавающей крышей

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

2. Изотермические резервуары

Расход металла в изотермических резервуарах (табл. 6.4) по сравнению с неизотермическими резервуарами для нефти и нефтепродуктов соответственно больше, поскольку они представляют собой двухслойную конструкцию, между двумя резервуарами которой устраивают теплоизоляцию для обеспечения постоянной отрицательной температуры.

Таблица 6.4

Технико-экономические показатели изотермических резервуаров

Показатель	Номинальный объем, тыс. м ³				
	1	5	10	20	30
Полезный объем, тыс. м ³	0,8	5	8,8	15	29,078
Диаметр резервуара, м:					
наружного	13,3	21,8	24,3	36,0	Однослойный 35,5
внутреннего	10,4	19,4	22,8	34,2	
Высота резервуара, м:					
наружного	13,0	18,0	23,85	17,55	Однослойный 29,87
внутреннего	8,9	16,4	22,35	14,7	
Расход стали, т	77	226	416	714	675

3. Сферические резервуары

В табл. 6.5 приведены конструктивные размеры и характеристики сферических резервуаров, где даны удельные расходы стали, вычисленные как на 1 м³ полезного объема, так и с учетом произведения избыточного давления и расхода стали в кг/м³. В первом случае получают нерегулярные сведения, не отражающие влияние величины внутреннего давления, а во втором случае – данные, объясняющие истинный смысл и необходимость учета избыточного давления в сферических резервуарах.

Таблица 6.5

Технико-экономические показатели сферических резервуаров

Показатель	Номинальный объем, тыс. м ³			
	0,6	0,6	2	2
Избыточное давление, МПа	0,6	1,8	2,5	0,6
Диаметр, м	10,5	1,8	16	0,6
Расход стали, т	56,2	116,5	142	167
Удельный расход стали на 1 м ³ полезного объема, кг	109	227	73,8	91,6
Удельный расход стали, кг	184	127	295	153

4. Резервуары со стационарной крышей

В табл. 6.6 указаны характеристики проектов резервуаров объемом от 0,1 до 20 тыс. м³, разработанные в те годы, когда не рассматривался вопрос оптимизации резервуаров.

Таблица 6.6

Технико-экономические показатели стальных резервуаров со стационарной крышей

Показатель	Номинальный объем, тыс. м ³					
	1	2	3	5	10	20
1	2	3	4	5	6	7
Геометрический объем, тыс. м ³	1,06	2,15	3,370	4,866	10,950	19,450

Окончание табл.

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

В настоящее время в эксплуатации находится еще большое число резервуаров данного типа.

5. Резервуары с понтоном

Увеличенный расход стали в проектах проявляется особенно заметно в резервуарах объемом 50 и 100 тыс. м³, где разница становится существенной за счет увеличения веса металлоконструкций стационарной крыши. В связи с этим резервуары с понтоном объемом 50 000 м³ и более применять нецелесообразно. Этот вывод учтен в СНиП 2.11-03-93 для складов нефти и нефтепродуктов, где максимальный объем резервуаров с понтоном ограничен объемом 50 000 м³, в то время как резервуары с плавающей крышей проектируют объемом до 120 000 м³. Приведенные в табл. 6.7 данные для резервуаров с понтоном также относятся к периоду, когда еще не были разработаны оптимальные их габариты. При последующем анализе проектов, с точки зрения оптимальности основных размеров, было установлено, что резервуары объемом 100, 200, 300, 400, 700, 2 000 и 3 000 м³ имеют основные размеры, удовлетворяющие требованиям оптимальности по критериям Шухова, т.е. соотношение между диаметром и высотой стенки этих резервуаров принималось таким, чтобы резервуары имели минимальный удельный расход стали или стоимость.

Таким образом, практически нет необходимости менять эти соотношения. Также было установлено, что в резервуарах объемом 1, 5, 10, 15 и 20 тыс. м³ основные размеры не являются оптимальными, значит, необходимо увеличить высоту стенки и соответственно уменьшить диаметр с сохранением тех же объемов. По табл. 6.8 можно проследить значения оптимальных габаритов, принятых за основу в действующих проектах.

Таблица 6.7

Технико-экономические показатели резервуаров с понтоном

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

Таблица 6.8

Технико-экономические показатели стальных резервуаров с понтоном оптимальных габаритов

Показатель	Номинальный объем, тыс. м											
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,7	1	2	3	5	10	15	20
Полезный объем, тыс. м	0,094	0,185	0,306	0,396	0,69	0,96	2,07	3,19	4,957	1,07	14,9	20,8
Масса, т:												
понтон	0,74	1,37	1,74	2,22	3,60	4,58	7,2	10,83	15,92	35,84	48,22	62,9
стоек или кронштейнов	0,07	0,07	0,07	0,09	0,11	0,34	1,16	1,81	2,38	4,13	5,22	8,21
Общая масса резервуара, т	6,35	9,48	12,48	14,77	21,56	28,71	50,32	78,80	114,14	240,83	320,19	425,7
Удельный расход металла на 1 м ³ полезного объема, кг	62,5	46,0	37,2	34,7	28,2	26,7	23,3	23,6	23,6	23,9	24,6	25

На основании анализа табл. 6.3, 6.7 и 6.8 можно сделать следующие выводы:

- резервуары со стационарной крышей по удельному расходу стали при равных объемах резервуаров близки к резервуарам с плавающей крышей, но поскольку последние имеют меньшие потери при хранении, то они, безусловно, эффективнее и имеют ряд других преимуществ, свойственных резервуарам этого типа;
- резервуары с понтоном (оптимальных габаритов) по сравнению с резервуарами со стационарной крышей (неоптимальных габаритов) по удельному расходу металла тяжелее на 15 – 20 % (применительно к резервуарам объемом 5 – 20 тыс. м³), что объясняется наличием понтона;
- резервуары с понтоном при неоптимальных габаритах тяжелее резервуаров равного объема (10 – 20 тыс. м³) с оптимальными габаритами так же на 15 – 20 %.

6. Стальные резервуары траншейного типа и некоторые резервуары специального назначения

В табл. 6.9 приведены показатели для резервуаров траншейного типа.

Таблица 6.9

Технико-экономические показатели резервуаров траншейного типа

Показатель	Проекты			Проекты	
	ЦНИИ	Проект	сталь	ГПИ-6	
1	2	3	4	5	6
Номинальный объем резервуара, тыс. м ³	2	5	10	5	5
Полезный объем, тыс. м	2,310	4,640	9,650	5,380	5,380
Высота залива продукта, м	6,0	6,0	6,2	7,7	7,7
Пролет ферм перекрытия, м	18	18	24	18	18
Шаг ферм перекрытия, м	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Радиус шпангоутов, м	1,6	1,5	1,6	1,5	1,5
Размеры в плане по осям, м	18 x 24	18 x 48	24 x 72	18 x 48	18x48
Размеры в плане по внешним габаритам, м	21,2x27,2	21,2x51,2	27,2x75,2	20x59	20 x 50
Число ферм, шт.	6	9	13	9	9
Число щитов перекрытия, шт.	24	48	72	48	48
Толщина оболочки резервуара, мм	5	5	5	5	5
Толщина настила перекрытия, мм	4	4	4	4	4
Масса металлоконструкций, т:					
оболочка	41,0	69,40	116,5	74,67	71,53
щиты перекрытия	22,30	43,35	92,0	33,80	32,00
фермы со шпангоутами	16,50	27,30	72,15	31,30	55,84

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6
торцевые шпангоуты	1,50	2,02	2,07	9,24	8,14
связи и прогоны	8,20	10,43	27,05		
стремянки	0,40	0,35	0,35	1,49	1,68
сварные швы (1 %)	0,9	1,55	3,13		
Общая масса резервуара, т	90	155,0	313	150,7	169,9
Удельный расход стали на 1 м ³ полезного объема, кг	39	33,3	31,5	23,7	31,4

Здесь удельный расход стали на 1 м³ полезного объема значительно больше, чем в наземных резервуарах.

Это объясняется подземным расположением траншейных резервуаров и, следовательно, большой внешней нагрузкой на них. Резервуары траншейного типа (рис. 6.4) предназначены для подземного длительного хранения нефтепродуктов при малой их оборачиваемости, таким образом обеспечивается значительное сокращение потерь.

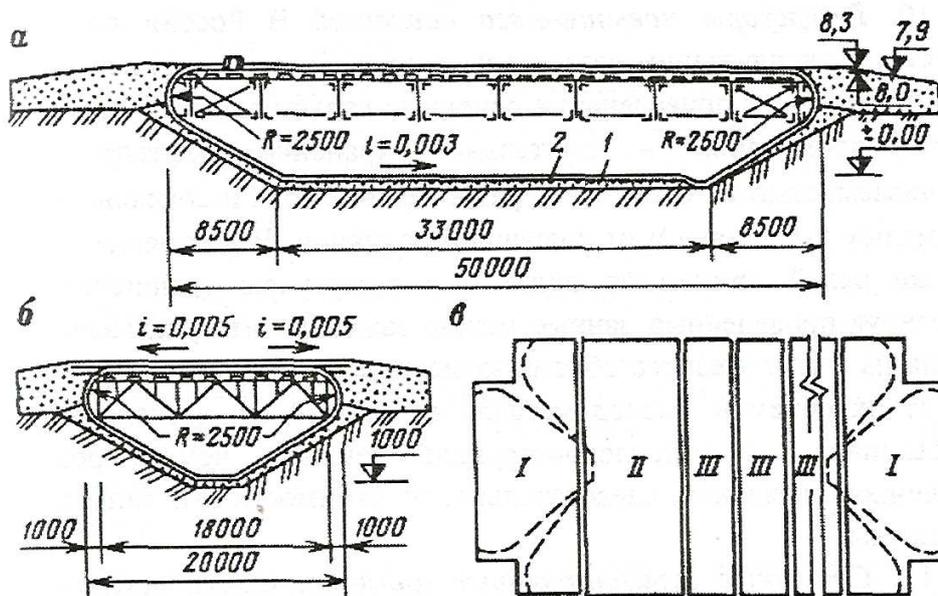


Рис. 6.4. Конструкция стального резервуара траншейного типа: а – продольный разрез; б – поперечный разрез; в – развертка оболочки с поперечным раскроем; I – III – полотнище (I – торцевое, II и III – поперечное); 1 – днище; 2 – песчано-битумное (гидрофобное) основание (100 мм)

7. Вертикальные цилиндрические резервуары для хранения тяжелых продуктов

Особенности конструкций данных резервуаров объясняются большой плотностью продуктов, равной 1 450 кг/м³. Задача сводится к определению дополнительного расхода металла, связанного с хранением более тяжелого

продукта. Увеличивают толщины только нижних поясов стенки, остальные конструкции – верхние пояса, днище, стационарная крыша – не меняются. Поэтому удельный расход металла по сравнению с нефтерезервуарами увеличивается ненамного: 21,66 (20,0) кг – для резервуара объемом 5 000 м³ и 20,66 (19,2) кг – объемом 10 000 м³ (в скобках дан расход для нефтерезервуаров).

8. Вертикальные цилиндрические резервуары для агрессивных химических продуктов

Данные резервуары предназначены для хранения продуктов с плотностью 1 250 кг/м³ и выше. Проектом предусмотрено применение углеродистой стали ВСтЗспб с соответствующей защитой от коррозии. Кроме того, увеличены толщины листов стенки всех поясов, в связи с чем расход металла заметно (примерно на 50 %) увеличивается по сравнению с резервуарами для нефтепродуктов вследствие большой плотности продукта и в основном за счет его агрессивности.

9. Вертикальные цилиндрические резервуары для неагрессивных химпродуктов при плотности до 1 800 кг/м³.

Расход металла по сравнению с нефтерезервуарами выше примерно вдвое.

10. Резервуары повышенного давления

Построены и находятся в эксплуатации резервуары повышенного давления нескольких типов. В табл. 6.10 приведены их основные характеристики. Рациональная область применения – длительное хранение нефтепродуктов с оборачиваемостью не более 8 – 10 раз в течение года и сокращение потерь при «малых дыханиях» и от солнечной радиации. В настоящее время для этих же целей применяют подземные резервуары траншейного типа. Анализируя приведенные данные можно заметить, что удельные расходы металла на 1 м³ полезного объема зависят не только от типа резервуаров, но и от их объемов. Расход металла в траншейных – несколько выше, а изготовление 1 т металлоконструкций дешевле, чем в резервуарах повышенного давления, следовательно, по стоимости эти типы примерно равноценны.

11. Стальные горизонтальные цилиндрические резервуары для нефтепродуктов

Горизонтальные цилиндрические резервуары, соответствующие габаритам железнодорожных платформ, объемом 3, 5, 10, 25, 50, 75 и 100 м³ (надземные и подземные) широко применяют в различных областях народного хозяйства: в сельском хозяйстве, в сбытовых организациях нефтегазовых компаний, на автозаправочных станциях и в других организациях, использующих нефтепродукты в ограниченных объемах.

Таблица 6.10

Технико-экономические показатели резервуаров повышенного давления

Показатель	Тип резервуара							Траншейного типа
	Каплевидный с опорным кольцом	Каплевидный с экваториальной опорой	Вертикальные цилиндрические				2	
			«Гибрид»		ДИСИ			
	2	2	3	5	2	1	0,7	2
Объем, тыс. м ³	2	2	3	5	2	1	0,7	2
Избыточное давление, МПа	$\frac{0,04^*}{0,03}$	0,04	0,025	0,018	0,013	0,015	0,018	0,002
Вакуум, кПа	30	30	10	10	0,5	0,8	1,2	0,5
Основные размеры $D \times H$, мм	18454 x 10490	18500 x 10620	18980 x 11825	20900 x 15600	15200 x 9100	12330 x 8900	10430 x 9000	18000 x 24000
Общий расход металла, т	$\frac{64,71^{**}}{50,50}$	$\frac{54,62^{**}}{40,0}$	70,67	121,0	43,0	24,2	18,4	90
Удельный расход металла на 1м ³ полезного объема, кг	32,35	20,0	21,2	23,0	20,1	22,9	24,6	38,96
Примечания. * В числителе дано проектное значение избыточного давления, в знаменателе – эксплуатационное. ** В числителе – расход металла по проекту, в знаменателе – в облегченном варианте без каркаса								

Такие резервуары изготавливают на специальных механических заводах как габаритные заводские изделия. Подземное хранение применяют в основном для сокращения потерь. В рассматриваемых проектах принято сооружение подземных резервуаров в сухих грунтах, т.е. уровень грунтовых вод не должен достигать нижней образующей резервуаров. При проектировании в мокрых грунтах резервуары с целью предотвращения всплытия должны быть заанкерены в фундамент с учетом подпора грунтовых вод. Расход стали и стоимость сооружения в этом случае соответственно увеличиваются.

4. Эксплуатация резервуарных парков

4.1. Содержание оснований и обвалований резервуаров

В практике эксплуатации резервуаров известны случаи, когда даже незначительная осадка песчаных подушек и днищ у наземных резервуаров приводила к обрыву приемораздаточных патрубков, поломке фланцев у коренной задвижки и т.п.

Аварии обычно приводят к потере значительных количеств нефтепродуктов. Отклонения от строго вертикальной установки резервуаров затрудняют, а иногда делают невозможным вести точный замер нефтепродуктов в резервуаре.

Для предохранения оснований от размыва следует обеспечивать отвод от них поверхностных (дождевых и талых) вод. Особую опасность представляют ливневые воды. Территория отдельных резервуаров или резервуарных парков внутри обвалований должна устраиваться с соответствующими уклонами в сторону отводных трубопроводов и канализационных устройств. Разрушение песчаных подушек иногда происходит за счет размыва их нефтепродуктами при течи в днищах и водой при зачистке резервуаров. У вновь сооружаемых резервуаров емкостью 2 000 м³ и более в течение первых пяти лет их эксплуатации не реже одного раза в год проводят проверочную нивелировку окраек днища не менее, чем в 8 – 9 точках. Неправильная осадка резервуара иногда обнаруживается и при осмотре путем применения отвесов. При промывке резервуаров во время их зачистки внутрь обвалований зачастую попадает большое количество воды, что может служить причиной подмыва подушек под резервуарами. После ремонтных и других работ, во время которых могло произойти частичное разрушение обвалования, администрация нефтебаз или организаций, производивших работы, обязана обеспечить их немедленное восстановление.

4.2. Эксплуатационный уход за корпусом и оборудованием резервуаров

Резервуары нельзя вводить в эксплуатацию до их полного оснащения оборудованием, арматурой и гарнитурой, указанными в проектах или соответствующих стандартах.

Правильная эксплуатация резервуаров предусматривает регулярные периодические осмотры корпусов, крыш и днищ резервуаров, а также резервуарного оборудования. Для регистрации осмотров ведется специальный журнал.

Задачей таких постоянных осмотров является своевременное выявление всех неисправностей (появление течи в швах корпусов или из-под днища резервуара, перекося резервуаров и т. п.). При осмотрах особое внимание уделяется сварным вертикальным швам нижних поясов, швам, расположенным на сопряжении нижнего пояса с днищем (в частности, швам упорного уголка при его наличии).

Необходимо учитывать, что найти мельчайшие волосные трещины или отпотины в резервуарах, заполненных легко испаряющимися продуктами, очень сложно, т.к. в теплое время вытекающая жидкость очень быстро испаряется. Дефекты в швах и корпусах резервуаров легче обнаружить в холодное время суток (вечером, рано утром). Облегчает обнаружение дефектов в швах промазка их мелом, на котором появляются пятна, свидетельствующие о наличии течи или отпотин.

При выявлении трещин в швах или в основном металле необходимо принять меры к сохранению нефтепродуктов – резервуар должен быть срочно опорожнен и поставлен на ремонт.

Следует учитывать, что чеканка трещин или отдельных свищей в сварных швах может привести к разрушению швов или всего резервуара, поэтому такие работы не должны допускаться. Чеканка особенно опасна при заполненном резервуаре, когда весь его корпус находится под значительной нагрузкой. Под строгим контролем должны находиться лестницы и площадки резервуаров. Их, как и крыши, надо регулярно очищать от снега и обледенения; систематически проверять исправность перил. Нельзя загромождать лестницы и площадки на крыше резервуаров оборудованием и другими предметами.

При замерзании арматуры резервуаров ее можно отогреть только острым водяным паром или горячей водой. Ни в коем случае нельзя допускать отогревания оборудования или корпусов резервуаров открытым пламенем или накаливаемыми предметами. Нельзя допускать использование

инструментов или проведение работ, при которых могли бы иметь место искрение или высокие температуры, способные вызвать взрыв или пожар.

Малейшая неплотность швов и металла корпуса, крыши или днища резервуара, равно как и неполадки и неисправности оборудования резервуаров могут служить причиной потерь нефтепродуктов и изменения их качества.

В защите корпуса и кровли резервуаров от ржавления большое значение имеет исправное содержание внешней поверхности. Перед окраской необходимо тщательно, до металлического блеска, очистить корпус и крышу резервуара от ржавчины и грязи. Очистка от ржавчины, окалины, грязи может производиться вручную скребками, металлическими щетками или пескоструйными аппаратами. Последний способ очистки более эффективен, т.к. песок, подаваемый через шланг под давлением 2 – 3 атм, лучше очищает плоскости, швы, углубления и т.п.

Грязь и пыль окончательно смывают водой, протирают корпус и крышу сухими тряпками или ветошью. Бензином или уайтспиритом смывают жирные пятна и только после проверки качества очистки наносят краску.

Для сокращения потерь легких нефтепродуктов от испарения хорошо окрашивать резервуары в светлые цвета (белый цвет) или покрывать их алюминиевой краской.

4.3. Производственные операции

Наполнение и опорожнение резервуаров являются наиболее ответственными операциями, которые следует выполнять с большой осторожностью и с соблюдением специальных правил.

Заполнение резервуаров производится под уровень жидкости снизу, и если к моменту наполнения резервуар оказался порожним, то его следует заполнять медленно. Перед заполнением резервуара необходимо проверить исправность дыхательного клапана. Если по неисправности или по другим причинам дыхательный клапан окажется закрытым, то наполнение резервуара производить нельзя до устранения неисправности клапана. Скорость (производительность) заполнения и опорожнения резервуара должна строго соответствовать пропускной способности клапана.

По окончании каждой операции, связанной с наполнением или опорожением резервуара, подъемную трубу обязательно поднимают выше уровня жидкости в резервуаре, что предотвращает утечки нефтепродукта при повреждении резервуарной задвижки или приемо-раздаточного трубопровода. С той же целью по окончании операций закрывают хлопушку. По-

сле каждого опорожнения и зачистки резервуара обязательно проверяют исправность и правильность действия хлопушки, сальника, подъемной трубы, фланцев и прокладок приемо-раздаточного патрубка, задвижки, сифонного крана и т.п.

Уровень продукта контролируют путем замера лентой или по показаниям поплавковых показателей уровня.

Во избежание опасного напряжения в конструкциях резервуара должны применяться меры к предохранению резервуаров от гидравлических ударов, механических толчков, которые могут передаваться от насосов в случае их неправильной установки или неправильной эксплуатации.

При эксплуатации резервуаров нельзя допускать вибрации трубопроводов, соединенных с резервуаром.

Требуемая пропускная способность дыхательного клапана связана с производительностью приемо-раздаточного патрубка. Размеры дыхательных клапанов приведены в табл. 6.11.

Разрешение на перекачку, связанную с наполнением или опорожнением резервуаров, дается только после проверки правильности открытия и закрытия соответствующих задвижек, необходимых для данной операции. Открытие задвижек должно производиться плавно, без применения рычагов. Во время перекачки должно быть постоянное сообщение работающего насоса с резервуарной емкостью.

Таблица 6.11

Размеры дыхательных клапанов

Производительность приемо-раздаточного патрубка резервуара, м ³ / час	Наименьший условный проход клапана, мм
До 25	50
От 25 до 100	100
>100>215	150
>215>380	200
>380 > 600	250

Действующий резервуар должен выводиться из перекачки только после того, как полностью будет открыта задвижка для ввода нового резервуара. Заполнение любых резервуаров должно проводиться до заранее обусловленного уровня, гарантирующего от перелива нефтепродукта при его расширении от нагрева.

При заполнении резервуаров, а также при подогреве нефти и нефтепродуктов максимальная их температура не должна быть выше 90 °С. При более высоких температурах может происходить вскипание воды, почти

всегда в известных количествах содержащейся в резервуаре. Вскипание воды приводит к выбросу жидкости или к гидравлическим ударам.

Подогрев сырой нефти или нефтепродуктов может производиться при уровне жидкости над подогревателем не менее 50 см. Оголение действующих подогревателей может создавать пожарную опасность.

Для каждого резервуарного парка следует разрабатывать технологическую карту с указанием максимально возможного уровня нефти или нефтепродуктов, максимальной температуры подогрева и других эксплуатационных показателей. При обнаружении каких-либо ненормальностей при наполнении или опорожнении резервуара (по данным замера) перекачку немедленно останавливают. Оперативные замеры уровня нефти и нефтепродуктов при наполнении резервуаров имеют цель предотвратить перелив резервуара. Промежутки, в течение которых должен производиться замер, зависят от объема наполняемого резервуара, а также от производительности насосов или самотечных трубопроводных линий. В начальной стадии заполнения резервуара замеры рекомендуется вести примерно через каждые 2 часа. Когда же до предельного заполнения остается 1 – 1,5 м разлива, производительность перекачки должна снижаться до минимума во избежание перелива.

При самотечных трубопроводах или при перекачке центробежными насосами это легко достигается прикрытием коренной задвижки или напорной задвижки у насоса. При работе же поршневых насосов уменьшение производительности перекачки может быть достигнуто сбросом части жидкости в другие резервуары или в запасные емкости.

Для предупреждения перелива резервуаров большое значение имеет автоматизация налива. С этой целью успешно применяются автоматические задвижки с электроприводом и специальные датчики, измеряющие уровень жидкости.

При зачистке резервуаров перед ремонтами проводятся следующие работы:

- освобождение резервуара от нефтепродуктов;
- длительная пропарка и проветривание резервуара с целью его дегазации;
- промывка внутренней поверхности крыши, корпуса и днища резервуара;
- удаление твердых отложений, которые могут оказаться в резервуаре;
- протирка насухо стенок крыши и днища резервуаров.

Работы по зачистке резервуаров опасны и требуют соблюдения специальных мер по технике безопасности и противопожарной безопасности. После того как основная часть слита, остатки нефтепродуктов «поднимаются на воду» и сливаются в подготовленные заранее емкости.

Перед спуском из резервуара остатков в нем открывают люки и лазы, от резервуара отсоединяют трубопроводы и на приемо-раздаточный патрубков так же, как и на отсоединенные трубопроводы, устанавливают плотные заглушки на прокладках. Резервуары примерно за 2 суток до зачистки интенсивно пропаривают острым паром. Целью пропаривания являются нагрев паров нефтепродуктов и их удаление через люки, а также частичное разрыхление твердых отложений (пульпы) на стенках, днище и крыше резервуара.

Продолжительность пропаривания в зависимости от продукта, хранившегося в резервуаре, и в зависимости от того, насколько резервуар загрязнен твердыми отложениями, назначается от 15 до 24 ч. При большом количестве отложений простым пропариванием разрыхлить пульпу не удастся. В таких случаях может быть рекомендован пропуск пара через специальные насадки, из которых пар, выходя с большой скоростью, не только нагревает пульпу, но также производит и механическое разрушение ее. Наиболее перспективным следует считать применение для этой цели гидропультов или специальных стволов, через которые осуществлялась бы подача пара или воды под значительным давлением.

Специальные мероприятия по безопасности должны применяться при зачистке резервуаров из-под сернистых нефтей или нефтепродуктов. Такие резервуары еще перед вскрытием для зачистки подвергают пропариванию в течение 4 – 5 суток. Помимо обычных твердых отложений в таких резервуарах образуются пирофорные отложения, состоящие в основном из сернистого железа и способные к самовозгоранию при невысоких температурах.

Установлены факты самовозгорания пирофорных отложений при 20 °С. Из практики известно, что взрывы и пожары, вызванные пирофорными явлениями, происходят чаще всего весной или осенью вскоре после опорожнения или во время опорожнения резервуаров. При средних температурах (весной, осенью) пирофорные отложения накапливаются на стенках резервуаров и при высыхании жидкой пленки после опорожнения резервуара подвергаются быстрому окислению.

4.4. Зачистка резервуаров и емкостей

Для зачистки и извлечения твердых осадков допускается применять деревянные лопаты, неметаллические щетки, метлы.

При входе в резервуар для кратковременного пребывания рабочие могут использовать фильтрующие противогазы соответствующих марок, защищающие от паров и газов, содержащихся в резервуаре. При необходимости длительного пребывания в резервуаре (например, при зачистке, промывке и т.п.) рабочие должны надевать изолирующие (шланговые) противогазы. Такой противогаз полностью изолирует дыхательные органы человека от окружающей атмосферы и дает возможность дышать свежим воздухом, поступающим по шлангу.

Работы внутри резервуара должны производиться в спецодежде и в обуви без гвоздей. Поверх спецодежды надевается специальный спасательный пояс с сигнальной веревкой. Во время пребывания рабочего в резервуаре наружный конец сигнальной веревки держит в руках другой рабочий, неотлучно находящийся снаружи у резервуара. На обязанности этого рабочего лежит следить за самочувствием работающего в резервуаре и оказывать ему немедленную помощь в несчастных случаях. Рабочий, находящийся снаружи, также наблюдает за тем, чтобы конец шланга от изолирующего противогаза находился все время в зоне чистого воздуха, чтобы шланг не перекручивался и не перегибался, т.к. это может вызвать прекращение поступления воздуха к противогазу.

Ремонтные работы после зачистки резервуаров допускаются только после анализа воздуха и отсутствия внутри резервуаров взрыво- и пожароопасных смесей паров нефтепродуктов с воздухом. К ремонтным работам можно приступить после получения разрешения от руководства и после уведомления местной пожарной охраны.

В задачу по механизации зачистки резервуаров входят поиск наиболее рациональных мероприятий разрушения и удаления твердых отложений (пульпы); удаление паров нефтепродуктов; экспрессный метод анализа воздуха после зачистки резервуаров.

Полагаем, что для разрушения твердых отложений наиболее рациональным должно явиться применение передвижных гидромониторных установок с вращающимися стволами, которыми можно было бы управлять, не входя в резервуар.

Очень ответственной задачей является исследование воздушной среды внутри резервуаров после зачистки для возможности огневых работ (сварка, клепка и т.п.). Применяя аспирацию или другой способ, берут многократные пробы воздуха из разных уровней внутри резервуара и в лаборатории определяют наличие или отсутствие взрывоопасной смеси. Для

огневых работ внутри резервуаров необходимо иметь полную уверенность в отсутствии взрывоопасных концентраций паров и газов внутри резервуара. В силу указанных причин большой интерес представляют экспрессные методы определения взрывоопасной смеси внутри резервуаров.

Для очистки резервуаров успешное применение находят химические растворители.

Антикоррозионная защита резервуаров может осуществляться комбинированным способом, а именно кровля, перекрытие и корпус резервуара, кроме нижнего пояса, защищаются лакокрасочным покрытием, а днище и нижний пояс – торкрет-покрытием.

Нанесение лакокрасочных покрытий необходимо осуществлять в соответствии с инструкцией.

В зарубежной практике для вышеуказанных целей применяются различные соединения химически инертных термопластических смол с повышенной стойкостью против коррозии. Эти покрытия неэлектропроводны, что исключает явления электролитической коррозии.

4.5. Зачистка резервуаров и емкостей мобильными промывочными станциями

Зачистку (отмывку) резервуаров и емкостей различного объема и назначения можно производить универсальными мобильными промывочными станциями (УМПС) различных модификаций. Посредством использования УМПС могут отмываться:

- железнодорожные и автомобильные цистерны;
- вертикальные, горизонтальные и подземные стационарные резервуары;
- топливные и грузовые резервуары нефтеналивных танкеров и других судов;
- прочие емкости для хранения и транспортировки жидких углеводородов;
- отсоединенные и складированные трубы нефтепроводов.

Сравнительный анализ традиционной и предложенной технологий отмывки железнодорожных и автомобильных цистерн (рис. 6.5) показывает, что переход от традиционных технологий отмывки железнодорожных и автомобильных цистерн к технологиям с применением самоочищающихся моющих средств семейства «О-БИС» потребует незначительной доработки существующего оборудования промывочно-пропарочных станций.

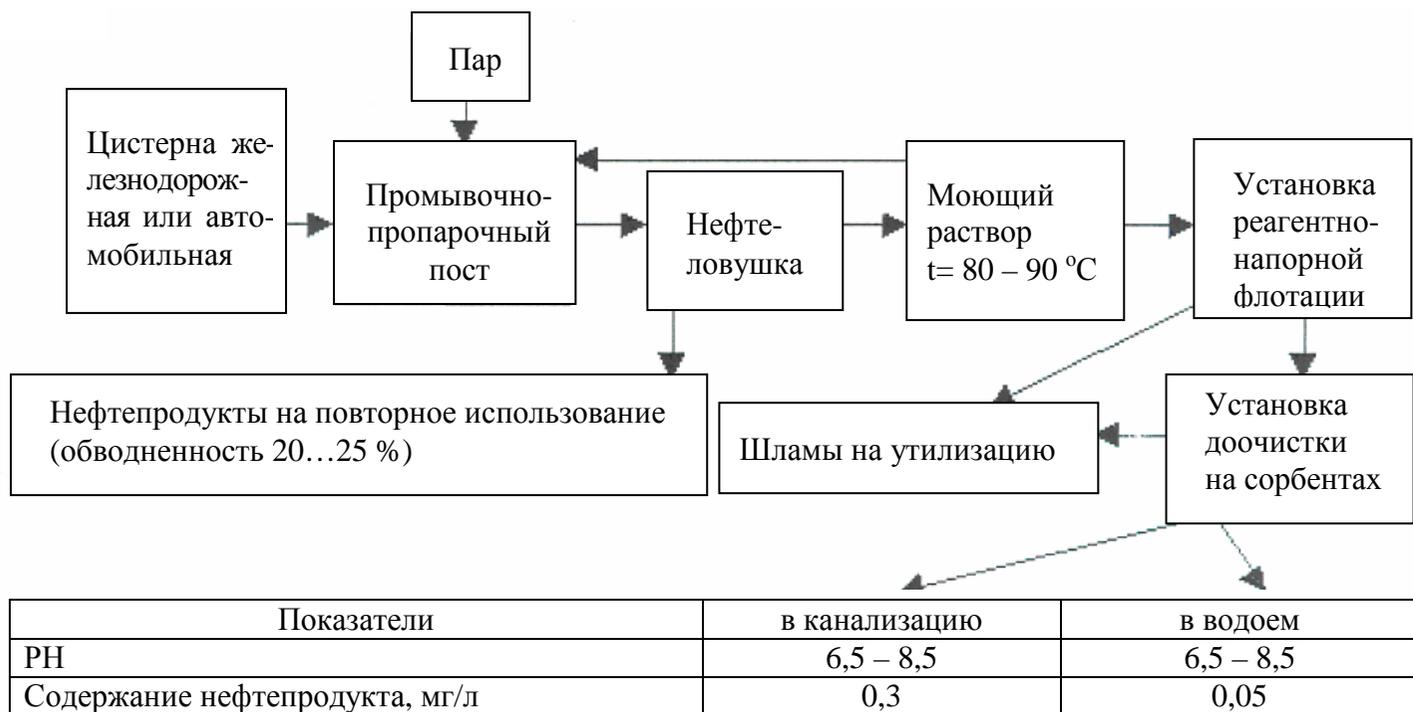


Схема отмывки железнодорожных и автомобильных цистерн с применением моющих средств семейства «О-БИС»

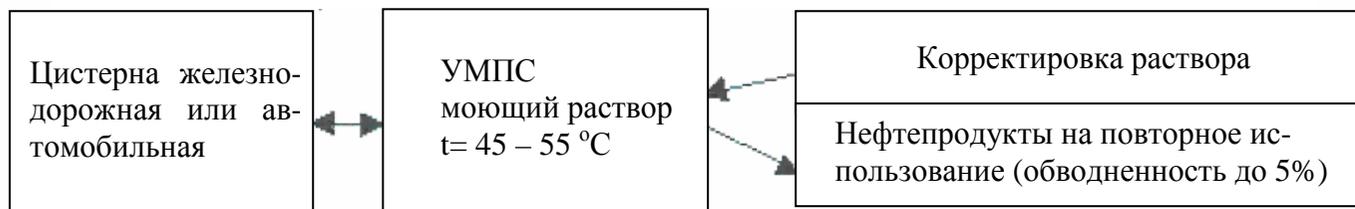


Рис.6.5. Принципиальная схема отмывки железнодорожных и автомобильных цистерн с применением традиционных технологий

4.6. Отмывка железнодорожных цистерн

Отмывку железнодорожных цистерн предлагается осуществлять с помощью универсальной мобильной промывочной станции (УМПС). Выполнение этой операции возможно как на небольшом участке (ж.-д. депо, цех завода, нефтебаза и т.д.), так и на крупных промывочно-пропарочных станциях (ППС) за счет увеличения количества используемых УМПС.

Для отмыва железнодорожных цистерн перед ремонтом разработан вариант УМПС контейнерного типа (рис. 6.6 – 6.9) с возможностью (при необходимости) перемещать его в любое удобное потребителю место, например, ж.-д. депо, специализирующееся на ремонте железнодорожных цистерн.

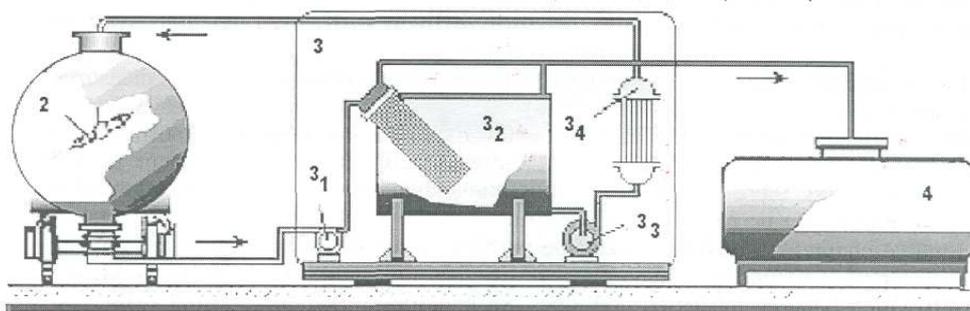


Рис. 6.6. Принципиальная схема отмывки железнодорожных цистерн посредством УМПС и «О-БИС»: 1 – цистерна; 2 – моечная машинка; 3 – универсальная мобильная промывочная станция (УМПС) в составе: 3₁ – мембранный откачивающий насос; 3₂ – сепаратор-сборник моющего раствора; 3₃ – напорный насос; 3₄ – многозаходный паровой теплообменник; 4 – сборник отсепарированных нефтепродуктов

Технические характеристики установки:

Габаритные размеры станции:

- длина – 12,0 м;
- ширина – 4,6 м;
- высота – 3,6 м (с демонтированным коллектором – 2,65 м).

Вес в сухом состоянии – 10 т.

Объем рабочего раствора («О-БИС») – 9 м³.

Потребляет:

- электроэнергию – $U = 380$ В, $f = 50$ Гц, $N = 41$ кВт;
- сжатый воздух – $P = 0,6 - 0,8$ МПа, $G = 25 - 100$ нм³/ч;
- водяной пар – $P = 0,1 - 1,0$ МПа, $G = 1$ т/ч (1 Гкал);
- промышленная вода – 0,01 – 0,10 м³/ч.

Позволяет получить:

- давление струи – 1,5 МПа;
- расход раствора на мойку – до 38 м³/ч;
- производительность – 2 цистерны /час.

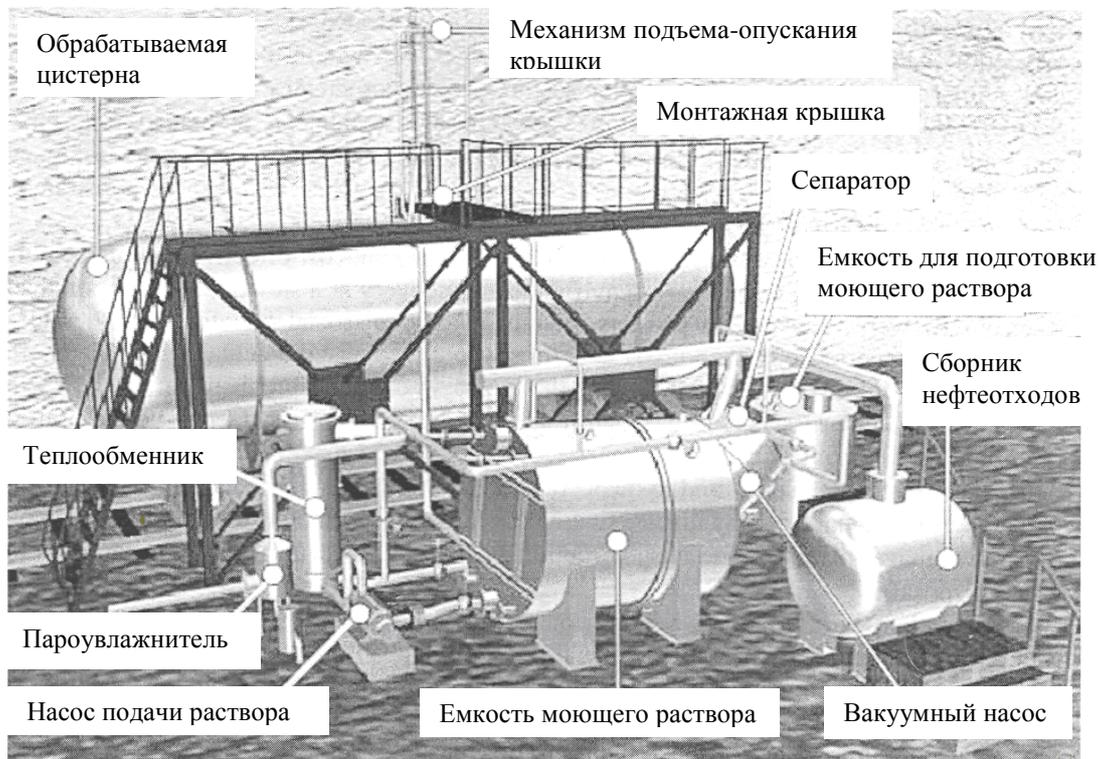


Рис. 6.7. Монтажная схема УМПС



Рис. 6.8. Внешний вид УМПС

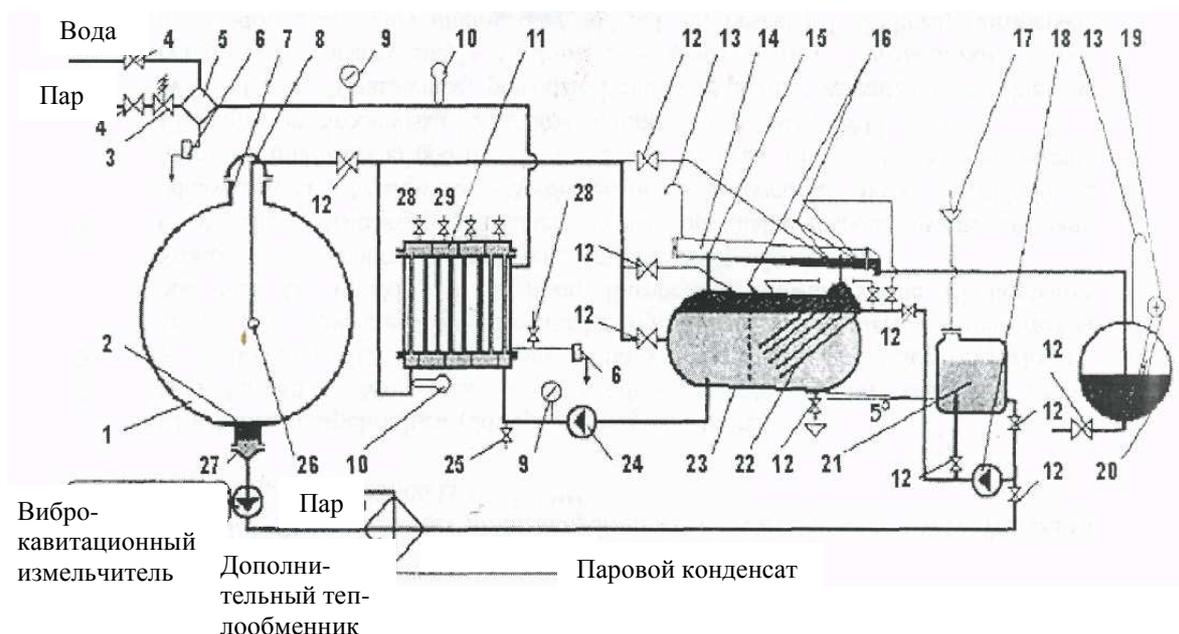


Рис. 6.9. Технологическая схема УМПС контейнерного типа: 1 – ж.-д. цистерна; 2 – нижняя горловина; 3 – редукционный клапан; 4 – регулирующая арматура; 5 – пароувлажнитель; 6 – конденсатоотводчики; 7 – верхняя горловина; 8 – верхняя монтажная крышка; 9 – манометры; 10 – термометры; 11 – высокоэффективный теплообменник; 12 – запорная арматура; 13 – воздушники; 14 – коллектор; 15 – переливные стаканы; 16, 19 – подогреватели; 17 – загрузочный бункер; 18 – откачивающий насос; 20 – сборник нефтеотходов; 21 – ёмкость для приготовления раствора «О-БИС»; 22 – кассета с блоком коалесцирующих пластин; 23 – сепаратор-сборник; 24 – напорный насос; 25 – пробоотборник; 26 – моечная головка; 27 – нижняя монтажная крышка; 28 – спускники для воздуха

4.7. Отмывка железнодорожных цистерн под светлые сорта топлива с более полной степенью очистки

Схема отмывки железнодорожных цистерн под светлые сорта топлива с более полной степенью очистки представлена на рис. 6.10. Данная схема отмывки отличается от УМПС контейнерного типа тем, что добавлен узел промывки твёрдого осадка (аппарат 18 и насос 19), линии стравливания паров собраны в коллектор и соединены с вытяжной вентиляцией, сепаратор 15 рассчитан на более полную очистку раствора от взвешенных частиц, а электрооборудование предусмотрено во взрывозащищённом исполнении 1, 2, 3.

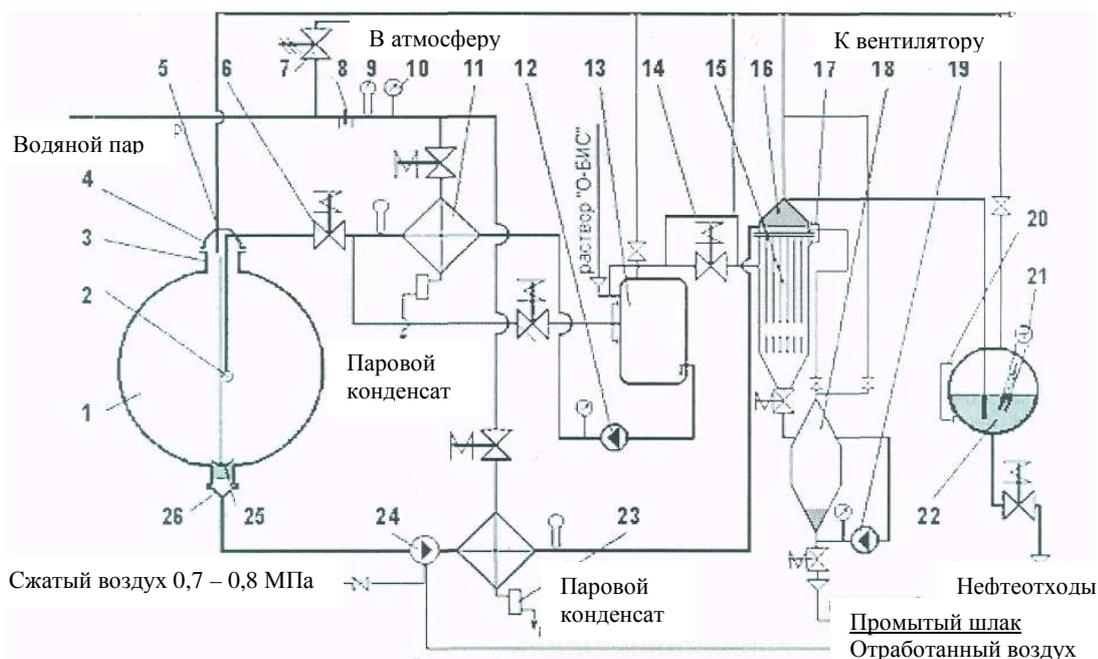


Рис. 6.10. Технологическая схема отмывки железнодорожных цистерн под светлые сорта топлива с более полной степенью очистки: 1 – ж.-д цистерна; 2 – моющая головка; 3 – верхняя головка; 4 – верхняя монтажная крышка; 5 – отсос; 6 – регулирующие клапаны; 7 – предохранительный клапан; 8 – расходомер; 9 – термометры; 10 – манометры; 11 – теплообменники; 12 – напорный насос; 13 – расходная емкость; 14 – гидрозатвор; 15 – корпус сепаратора с насадкой; 16 – крышка сепаратора; 17, 20 – уровнемеры; 18 – аппарат для промывки шлама; 19 – насос-смеситель; 21 – подогреватель; 22 – сборник нефтеотходов; 23 – конденсатоотводчики; 24 – мембранный насос; 25 – клапан; 26 – нижняя монтажная крышка

4.8. Отмывка железнодорожных цистерн из-под сжиженных газов

На схеме (рис. 6.11) показаны четыре фазы обработки цистерн:

- А – передавливание остатков сжиженных газов, сброс давления на компримирование или на факел, продувка инертным газом для установки неподвижной моющей головки в условиях флегматизации;
- В – предварительная мойка цистерны раствором «О-БИС» через неподвижную моечную головку, откачка раствора, продувка инертным газом и замена штатной крышки газовой цистерны на монтажную крышку с подвижной моющей головкой в условиях флегматизации (продувка инертным газом продолжается до установки монтажной крышки на болты);
- С – мойка цистерны раствором «О-БИС» через вращающуюся моечную головку, откачка отработанного раствора, продувка инертным газом, а затем воздухом для демонтажа крышки;

- D – качественная доочистка сварных швов вручную раствором «О-БИС» через специальную моечную головку, откачка отработанного раствора и продувка воздухом для проведения внутреннего осмотра.

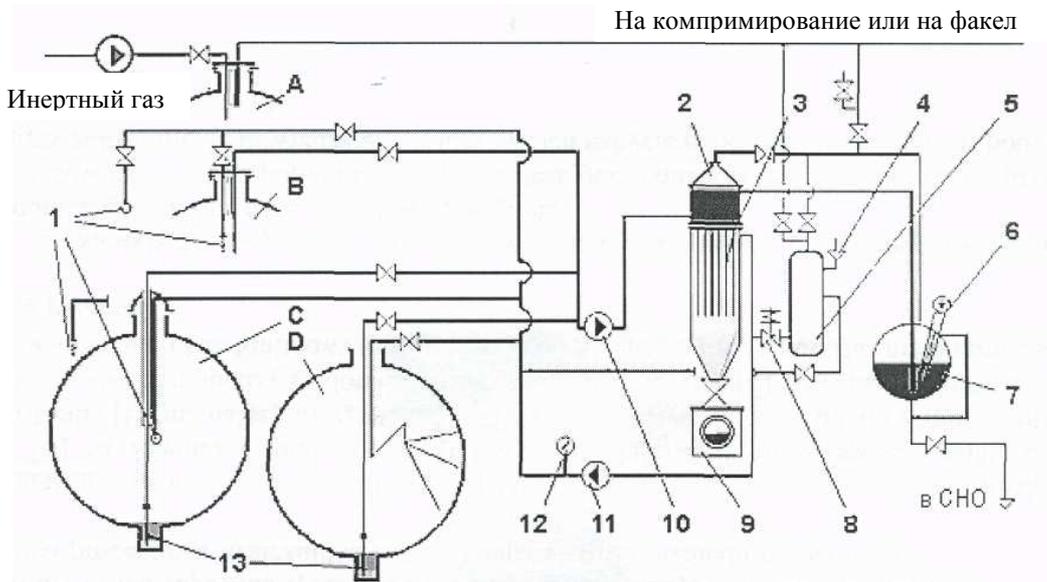


Рис. 6.11. Принципиальная технологическая схема отмывки цистерн из-под сжиженных газов: 1 – моечные головки; 2, 3 – крышка и корпус сепаратора; 4 – подпитка моющего раствора «О-БИС»; 5 – сборник моющего раствора; 6 – подогреватель; 7 – сборник жидких углеводородов; 8 – регулирующий клапан; 9 – сборник отмытого шлама; 10 – мембранный насос; 11 – напорный насос; 12 – манометр; 13 – опуск

4.9. Отмывка железнодорожных цистерн из-под битумов

Порядок работы установки (рис. 6.12):

1. разогреть битум подачей пара в рубашку;
2. слить расплавленный битум;
3. подсоединить нижнюю монтажную крышку, а слив – в приёмный колодец;
4. вести мойку, сливая промывные воды в приёмный колодец и откачивая нижний слой оттуда насосом на УМПС;
5. по окончании мойки проверить её качество, а при необходимости – неоднократно повторить;
6. выгрузить весь битум из приёмного колодца НЖЛ, пока он горячий.

К УМПС контейнерного типа добавлены следующие аппараты:

3 – сборная ёмкость:

- для слива остатков битума из промываемой цистерны 1;
- для слива битума, собранного НЖЛ 5 из приёмного колодца 4;
- для слива отсепарированного битума из сборника-сепаратора 7;

4 – приёмный колодец:

- для улавливания основной массы битума, вымываемого раствором «О-БИС» из цистерны 1;
- для предотвращения попадания значительных количеств битума на мембранный насос 6, где он может затвердеть;

5 – нефтежироловитель (НЖЛ);

12 – виброкавитационный измельчитель (ВКИ):

- для ускорения слива смеси моющего раствора с отмываемым битумом из цистерны 1,
- для дробления крупных кусков битума, во избежание закупоривания ими трубопроводов и аппаратов.

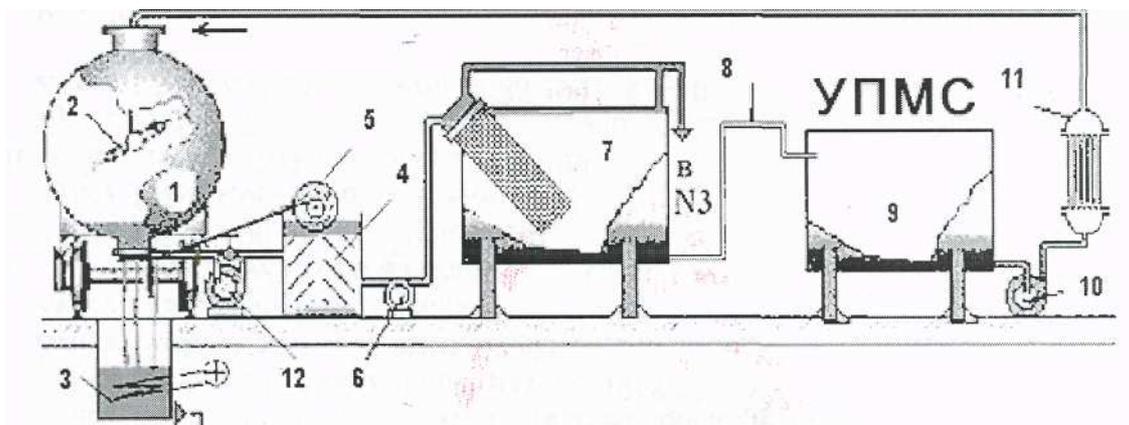


Рис. 6.12. Схема способа очистки железнодорожных цистерн из-под битумов:

1 – ж.-д. цистерна; 2 – моечная головка; 3 – сборная емкость; 4 – приемный колодец; 5 – нефтежироловитель (НЖЛ); 6 – откачивающий насос; 7 – сборник-сепаратор; 8 – воздушка; 9 – расходная емкость, 10 – напорный насос; 11 – теплообменник; 12 – виброкавитационный измельчитель (ВКИ)

4.10. Реконструкция стационарной промывочно-пропарочной станции

В отличие от УМПС контейнерного типа в настоящую схему (рис. 6.13) включены:

4 – центробежный шламовый насос;

- 6 – НЖЛ;
- 9 – гидрозатвор с регулирующим клапаном 8;
- 14 – циркуляционный насос;
- 12 – ёмкость для приготовления раствора «О-БИС»;
- 15 – сборник шлама;
- 17 – виброкавитационный измельчитель (ВКИ).

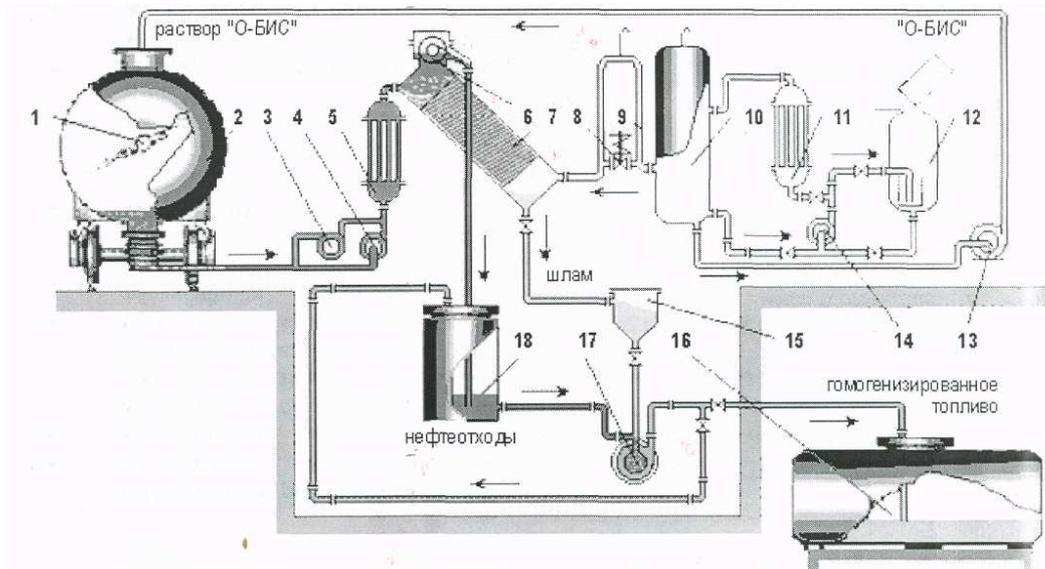


Рис. 6.13. Схема реконструкции промывочно-пропарочной станции (ППС): 1 – моечная головка; 2 – ж.-д. цистерна; 3 – мембранный насос; 4 – центробежный шламовый насос; 5, 11 – теплообменники; 6 – НЖЛ; 7 – сепаратор; 8 – регулирующий клапан; 9 – гидрозатвор; 10 – расходная емкость; 12 – емкость для приготовления раствора «О-БИС»; 13 – высоконапорный насос; 14 – циркуляционный насос; 15 – сборник шлама; 16 – цистерна для сбора гомогенизированного топлива; 17 – ВКИ; 18 – сборник нефтеотходов (СНО)

Указанная аппаратура значительно облегчает работу промывочной станции после реконструкции, а также решает проблему утилизации шлама.

Преимущества повсеместного внедрения ресурсосберегающих бессточных технологий очевидны:

- первичные затраты незначительны;
- себестоимость работ на отмывку снижается в несколько раз;
- отсутствует необходимость в строительстве или реконструкции действующих очистных сооружений;
- снимаются многие экологические проблемы, связанные с загрязнением окружающей среды и водоемов;
- возвращается в оборот значительное количество нефтепродуктов с обводненностью до 1,5 %;

- улучшаются условия труда людей.

По сравнению с ППС данная технология требует:

- потребления воды в 6 раз меньше;
- пара – в 2,7 раз меньше.

4.11. Отмывка стационарных резервуаров небольшого объема

При необходимости зачистки стационарных резервуаров небольшого объема (например, резервуары 25 или 50 м³ на АЗС) целесообразно использование упрощенного варианта УМПС – дооснащенной соответствующим образом поливомоечной или ассенизационной машины, бензовоза (так называемой малогабаритной передвижной промывочной станции – МППС) (рис. 6.14).

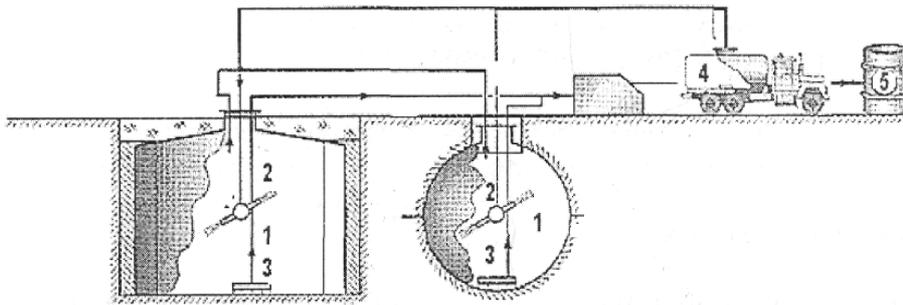


Рис. 6.14. Технологическая схема зачистки резервуаров небольшого объема: 1 – отмываемый резервуар для хранения нефтепродуктов; 2 – моечная машинка; 3 – насадка; 4 – установка МППС для подачи чистого «О-БИС» в резервуар 1, а также для разделения отмывтых нефтепродуктов и раствора с «О-БИС»; 5 – резервуар для слива декантированных нефтепродуктов

4.12. Зачистка вертикальных цилиндрических, горизонтальных и подземных резервуаров

Процесс зачистки предусматривает применение комплекта оборудования, состоящего из универсальной мобильной промывочной станции УМПС и установки для рекультивации тяжелых нефтеотходов УРТН.

Обработка загрязненных поверхностей резервуаров производится струей водного раствора «О-БИС», подаваемого из УМПС под давлением около 1,0 МПа посредством специальных моечных машинок. В качестве альтернативных средств подачи моющего водного раствора могут быть также использованы лафетные стволы, мониторы и т.п.

При наличии в резервуаре тяжелых донных отложений требуется их переработка в установке для рекультивации тяжелых нефтеотходов УРТН (рис. 6.15 – 6.17).

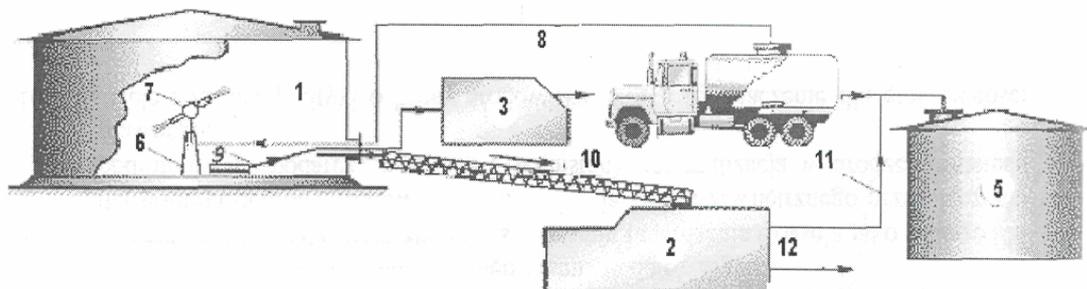


Рис. 6.15. Технологическая схема зачистки вертикальных цилиндрических резервуаров: 1 – резервуар для хранения нефтепродуктов; 2 – установка для рекультивации тяжелых нефтеотходов (УРТН); 3 – насос для откачки остаточных нефтепродуктов в смеси с «О-БИС»; 4 – установка УМПС для подачи чистого моющего раствора с «О-БИС» в резервуар 1, а также для разделения загрязненной смеси моющего раствора на фракции: нефтепродукт – чистый моющий раствор с «О-БИС»; 5 – резервуар для слива декантированных нефтепродуктов; 6 – тренога; 7 – моечная машинка; 8 – линия подачи чистого раствора «О-БИС»; 9 – трубопровод для откачки смеси нефтепродуктов с «О-БИС»; 10 – линия подачи тяжелых нефтеотходов и примесей в УРТН с помощью шнека; 11 – трубопровод для отведения отмытых нефтепродуктов; 12 – линия выведения отмытых шламов

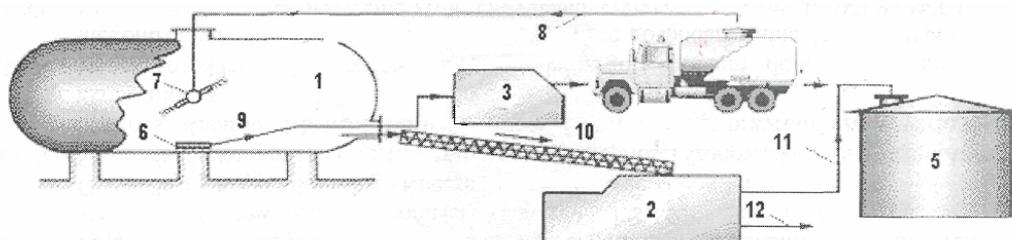


Рис. 6.16. Технологическая схема зачистки горизонтальных резервуаров: 1 – резервуар для хранения нефтепродуктов; 2 – установка для рекультивации тяжелых нефтеотходов (УРТН); 3 – насос для откачки остаточных нефтепродуктов в смеси с «О-БИС»; 4 – установка УМПС для подачи чистого «О-БИС» в резервуар 1, а также для разделения отмытых нефтепродуктов и раствора с «О-БИС»; 5 – резервуар для слива декантированных нефтепродуктов; 6 – насадка; 7 – моечная машинка; 8 – линия подачи чистого раствора «О-БИС» в резервуар 1; 9 – трубопровод для откачки смеси нефтепродуктов и «О-БИС»; 10 – линия подачи тяжелых нефтяных остатков и примесей в установку 2; 11 – трубопровод для отведения отмытых нефтепродуктов; 12 – линия выделения отмытых шламов

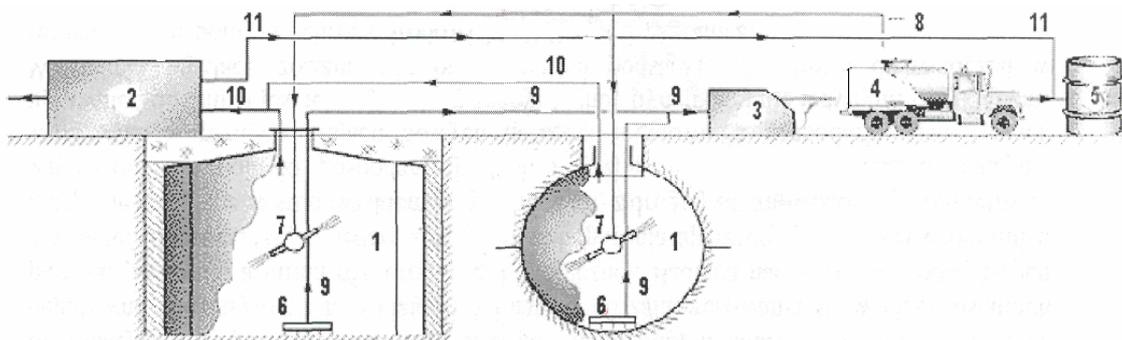


Рис. 6.17. Технологическая схема зачистки подземных резервуаров: 1 – резервуар для хранения нефтепродуктов; 2 – установка для рекультивации тяжелых нефтеотходов (УРТН); 3 – насос для откачки остаточных нефтепродуктов в смеси с «О-БИС»; 4 – установка УМПС для подачи чистого моющего раствора с «О-БИС» в резервуар 1, а также для разделения загрязненной смеси моющего раствора на фракции: нефтепродукт – чистой моющий раствор с «О-БИС»; 5-резервуар для слива декантированных нефтепродуктов; 6 – насадка нефтеотходов (УРТН); 7 – моечная машинка; 8 – линия подачи чистого раствора «О-БИС»; 9 – трубопровод для откачки смеси нефтепродуктов и «О-БИС»; 10 – линия подачи тяжелых нефтеотходов и примесей в УРТН; 11 – трубопровод для отведения отмытых нефтепродуктов; 12 – линия выведения отмытых шламов

Расходные, временные и другие характеристики при применении технологии зачистки резервуаров с помощью СТМС «О-БИС» представлены в табл. 6.12 – 6.15.

Таблица 6.12

Вертикальные цилиндрические резервуары под щитовой кровлей

№	Резервуар	Внутренний диаметр, м	Высота, м	Полезная вместимость, м ³	Площадь внутренней поверхности, м ²	Потери ТМС, кг	Среднее время отмывки, мин.
1	РВС-200	6,6	5,9	204	177,7	0,9	18
2	РВС-300	7,5	7,3	332	264,7	1,3	25
3	РВС-400	8,5	7,3	421	313,7	1,6	30
4	РВС-700	10,4	8,8	757	457,0	2,3	45
5	РВС-1 000	12,3	8,8	1 056	581,0	2,9	60
6	РВС-2 000	15,2	11,8	2 135	924,9	4,6	90
7	РВС-3 000	18,9	11,8	3 340	1268,8	6,3	130
8	РВС-5 000	22,7	11,8	4 832	1660,0	8,3	170

Таблица 6.13

Вертикальные цилиндрические резервуары со щитовой кровлей с понтоном

№	Резервуар	Внутренний диаметр, м	Высота, м	Полезная вместимость, м ³	Площадь внутренней поверхности, м ²	Потери ТМС, кг	Среднее время отмывки, мин.
1	PBC-10 000	34,2	11,9	10 950	3 039,4	15,2	300
2	PBC-15 000	40,9	11,9	15 000	4 167,3	20,8	400
3	PBC-20 000	46,7	11,9	19 500	5 154,3	25,8	500
4	PBC-30 000	45,6	17,9	28 100	5 827,0	29,1	580

Таблица 6.14

Вертикальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей

№	Резервуар	Внутренний диаметр, м	Высота, м	Полезная вместимость, м ³	Площадь внутренней поверхности, м ²	Потери ТМС, кг	Среднее время отмывки, мин.
1	PBC-10 000	34,2	11,9	10 000	3 054,8	15,3	300
2	PBC-15 000	39,9	11,9	15 000	3 995,3	20,0	400
3	PBC-20 000	47,4	11,9	20 000	5 304,5	26,5	530
4	PBC-30 000	56,9	11,9	30 000	7 233,8	36,2	720
5	PBC-40 000	56,9	17,9	40 000	8 298,7	41,5	830
6	PBC-50 000	60,7	17,9	50 000	9 177,4	46,0	920

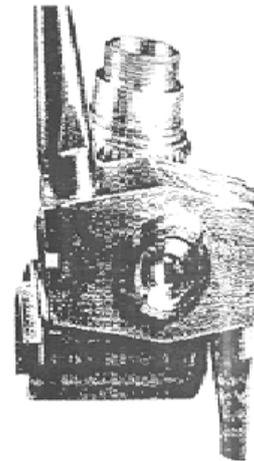
Таблица 6.15

Резервуары для хранения нефтепродуктов под давлением

№	Резервуар	Внутренний диаметр, м	Высота, м	Полезная вместимость, м ³	Площадь внутренней поверхности, м ²	Потери ТМС, кг	Среднее время отмывки, мин.
1	ПС-25	2,0	8,3	20,8	58,4	0,3	6
2	ПС-50	2,4	11,3	41,5	94,9	0,5	10
3	ПС-100	3,0	14,6	82,6	140,7	0,7	14
4	ПС-160	3,4	18,5	133,0	200,4	1,0	20
5	ПС-200	3,4	22,9	166,0	262,7	1,3	26
6	БС-50	2,4	11,5	41,0	96,4	0,5	10
7	БС-100	3,0	14,6	82,6	151,6	0,8	15
8	БС-160	3,4	18,2	133,0	198,3	1,0	20
9	БС-200	3,4	22,6	166,0	259,5	1,3	26

Рис. 6.18. Моечная машинка

Моечная машинка (рис. 6.18) предназначена для подачи водного моющего раствора «О-БИС» на стенки резервуаров и емкостей, в т.ч. железнодорожных цистерн. Машинка изготовлена из искронеобразующего материала. В зависимости от условий работы может комплектоваться сменными соплами различного диаметра.



5. Потери нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуарных парков

Важной задачей при эксплуатации резервуарных парков является сохранение качества и количества продукта. Это требует обеспечения максимальной герметизации всех процессов слива, налива и хранения. Основная доля потерь от испарения на протяжении всего пути движения нефти от промысла до нефтеперерабатывающих заводов, на самих заводах и нефтепродуктов от заводов до потребителей приходится на резервуары (по отраслям нефтяной промышленности количественные безвозвратные потери распределяются следующим образом: потери на нефтепромыслах – 4,0 %; на нефтеперерабатывающих заводах – 3,5 %; при транспорте и хранении нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и нефтепродуктопроводах – 2,0 %. Всего 9,5 %).

Все потери нефти и нефтепродуктов классифицируются на следующие виды:

- количественные потери;
- качественно-количественные потери, при которых происходит количественная потеря с одновременными ухудшениями качества нефтепродукта;
- потери от испарения;
- качественные потери, когда ухудшается качество нефтепродукта при неизменном количестве;
- потери при недопустимом смешении.

Кроме того, следует выделить еще две группы потерь углеводородного сырья, характеризующие естественную убыль и безвозвратные потери при авариях.

Материал по теме «Нормы естественной убыли» приведен в модуле 5 «Сохранение качества нефти и нефтепродуктов» данного УМК.

Потери, вызванные нарушениями требований стандартов, технических условий, правил технической эксплуатации, хранения относят к аварийным или сверхнормативным потерям. К аварийным потерям относят также потери, вызванные природными стихийными бедствиями или действием посторонних сил.

Сокращение нормативных и сверхнормативных потерь нефти все еще остается одной из «вечных» проблем в области транспорта и хранения. За последние годы проделана значительная работа в этом направлении, но величина потерь все еще велика. Специалисты отмечают, что она может составлять 1,5 % от добываемой нефти. Эта цифра не вызывает особого удивления на современном уровне развития технологии транспорта, хотя тридцать лет назад она также не превышала 2 %. Нефть и нефтепродукты проходят сложный путь транспортировки, перевалки, хранения и распределения. Ориентировочно можно считать, что до непосредственного использования нефтепродукты подвергаются более чем 20-ти перевалкам, при этом 75 % потерь происходит от испарения и только 25 % – от аварий и утечек.

В системе Госкомнефтепродукта в начале 70-х годов основная доля потерь приходилась на резервуарные парки (до 70 %), причем около 65 % – от испарения при «малых» и «больших» дыханиях (табл. 6.16).

Таблица 6.16

Потери нефтепродуктов и нефти

Источники потерь	Потери, %
В резервуарах, в том числе:	64,8
от «больших» дыханий	54,0
от «малых» дыханий	4,6
от газового сифона	0,9
при зачистке	5,3
в насосных станциях	2,3
с канализационными стоками	7,5
В линейной части, в том числе:	23,5
от утечек	22,3
от аварий	1,2
при наливе железнодорожных цистерн	1,84

Потери нефтепродуктов только при наливе железнодорожных цистерн почти в 6 раз превышают потери из резервуара.

Потери от испарения при наливе нефтей и нефтепродуктов в цистерны в Великобритании оцениваются в размере 0,4 – 0,6 % и достигают

120 000 т/ год. Имеющиеся установки регенерации паров путем охлаждения, конденсации или адсорбции малоэффективны. Ведется разработка новых, более совершенных методов с использованием фильтрования через углеродную насадку. Американские аналогичные установки уже позволяют регенерировать до 95 %, но они эффективны только при высокой обрабатываемости резервуаров и концентрации углеводородов в паровоздушной смеси более 35 %.

Проведение различных мероприятий по снижению потерь дает положительный эффект. Но даже по официальным данным видно, что потери еще очень велики.

В результате измерений было установлено, что газовый фактор нефти после прохождения резервуаров уменьшается в 2,5 – 3 раза по сравнению со значением, которое имела нефть на входе в резервуары.

Особое значение аналогичные исследования могут иметь для совершенствования аварийно-восстановительных работ с точки зрения взрывопожаробезопасности их проведения, уменьшения потенциального стока нефти при нарушении герметичности нефтепровода.

Наибольшие потери нефти от испарения отмечаются в резервуарах со стационарной крышей. Величина их обычно составляет около 0,14 % хранимого объема, но в ряде случаев может увеличиваться в 1,5 раза.

Одним из существующих средств сокращения потерь является окраска наружной поверхности резервуаров светоотражающими красками (табл. 6.17).

Таблица 6.17

Зависимость потерь нефти от испарения в вертикальных стальных резервуарах от вида окраски их поверхности

Вид краски	Потери из резервуара, доли единицы	Сокращение потерь от вида окраски, %
Черная или красная (новый неокрашенный резервуар)	1,00	0
Белая краска (МЛ-12 ПХБ-1)	0,46	54
Алюминиевая старая обветренная после 2 – 3 лет эксплуатации	0,82	18
Алюминиевая после 0,5 – 1 года эксплуатации	0,63	37
Алюминиевая свежая со сроком эксплуатации до 0,5 года	0,56	44

В случае если температура нефти в резервуарах выше среднесуточной температуры окружающего воздуха, то снижение потерь нефти от ис-

парения при окраске резервуара светоотражающими красками практически отсутствует. Наибольшей эффективностью в сокращении потерь нефти от испарения при окраске обладает белая краска. Кроме того, сохранность белой краски на резервуарах (нитрокраски, эмали) достигает 3 – 4 года, а алюминиевой – 1,5 – 2 года.

5.1. Диски-отражатели

Диски-отражатели могут применяться в металлических наземных и заглубленных резервуарах. Механизм сокращения потерь состоит в том, что диск-отражатель, подвешенный под монтажным патрубком дыхательного клапана, не дает струе входящего в резервуар воздуха свободно распространяться вглубь газового пространства, изменяет ее направление с вертикального на почти горизонтальное. Поэтому перемешивание паровоздушной смеси происходит в основном в слоях, примыкающих к кровле резервуара. Наиболее насыщенные слои газового пространства, расположенные у поверхности продукта, почти не участвуют в процессе конвективного перемешивания. Таким образом, диск-отражатель уменьшает концентрацию паров и потери от испарения.

По данным исследований ВНИИСПТнефть и УГНТУ среднегодовая эффективность дисков-отражателей для сокращения потерь составляет до 25 % от потерь при «больших дыханиях» резервуаров.

5.2. Понтоны и плавающие крыши

В России выпускаются и применяются два типа понтонов:

- типовые металлические по типовому проекту серии 704-1 института ЦНИИПСК для резервуаров емкостью от 200 до 20 000 м³;
- синтетические типа ПСМ конструкции ВНИИСПТнефть для бензиновых резервуаров объемом от 100 до 5 000 м³.

Применение указанных понтонов с петлеобразным затвором обеспечивает снижение потерь от испарения в среднем на 66 % по сравнению с резервуарами без понтонов. В резервуарах, оборудованных плавающими крышами, потери от испарения снижаются на 85 %.

5.2.1. Резервуары с плавающей крышей

Для нормальной эксплуатации резервуара плавающая крыша оборудуется дренажным и направляющим противоповоротным устройствами,

катучей лестницей, опорными стойками, уплотнителем и другими устройствами (рис. 6.19).

Дренажное устройство является одним из основных конструктивных узлов резервуаров с плавающей крышей и предназначено для отвода в канализацию дождевых и талых вод с поверхности крыши. В центре плавающей крыши 3 устанавливается ливнеприёмник 5, к которому присоединена дренажная система (рис. 6.20).

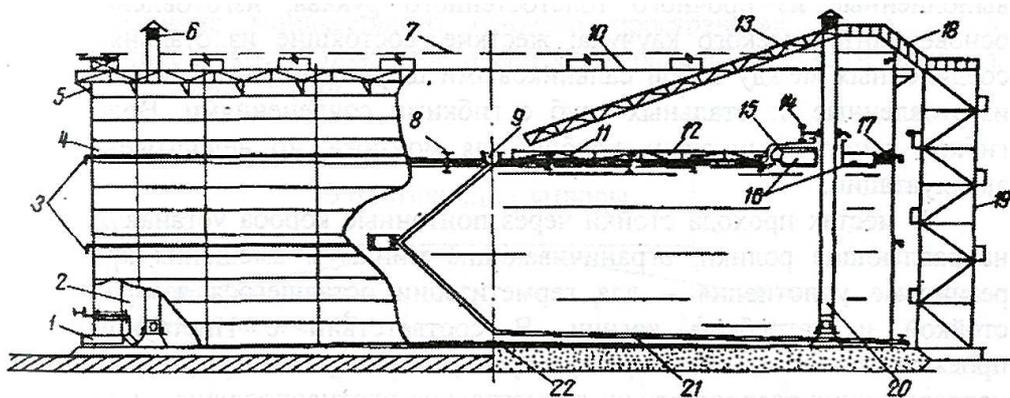


Рис. 6.19. Резервуар с плавающей крышей: 1 – приемо-раздаточный патрубок с хлопушкой; 2 – запасной трос хлопушки; 3 – кольца жесткости; 4 – стенка резервуара; 5 – кольцевая площадка жесткости; 6 – огневой предохранитель; 7 – трубопровод раствора пены; 8 – опорные стойки плавающей крыши; 9 – водоприемник атмосферных осадков; 10 – сухопровод орошения стенки резервуара; 11 – плавающая крыша; 12 – опорная ферма; 13 – катучая лестница; 14 – бортик удерживания пены; 15 – опорная ферма; 16 – периферийный кольцевой понтон плавающей крыши; 17 – уплотнитель (затвор) плавающей крыши; 18 – переходная площадка; 19 – шахтная лестница; 20 – трубчатая направляющая плавающей крыши; 21 – дренажная система; 22 – днище резервуара

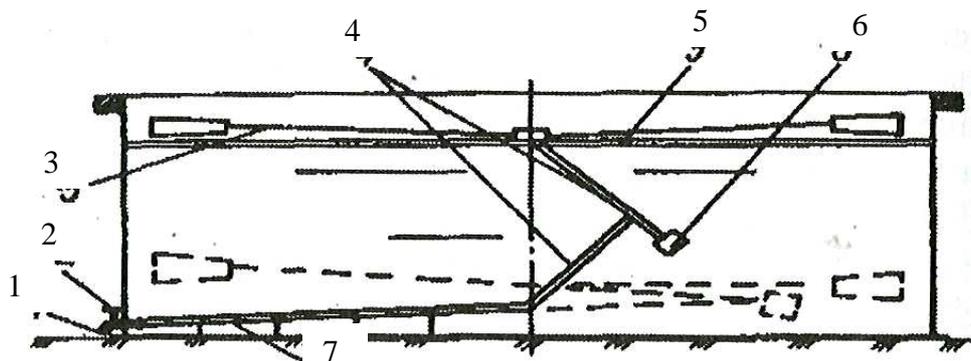


Рис. 6.20. Дренажная система плавающей крыши: 1 – патрубок; 2 – задвижка; 3 – крыша; 4 – труба; 5 – ливнеприемник; 6 – поплавок; 7 – водоотводящий коллектор

Поплавок служит для уменьшения осевого усилия на трубы водоспуска при подъеме и опускании плавающей крыши. Водоотводящий коллектор монтируется на стойках, привариваемых к днищу резервуара, и заканчивается патрубком с запорной задвижкой. При эксплуатации резервуара задвижка должна быть закрыта. Она открывается только при выпадении осадков.

Дренажные системы бывают трех типов конструкций:

- гибкие, выполненные из прочного толстостенного рукава, изготовленного на основе синтетического каучука. Водоспуски гибкой конструкции очень удобны для монтажа, но недолговечны при эксплуатации;
- жесткие, состоящие из стальных труб, соединенных между собой сальниковыми шарнирами;
- комбинированные, изготовленные из стальных труб с гибкими сочленениями.

В местах прохода стойки через понтонные короба устанавливаются направляющие ролики, ограничивающие минимум смещения крыши, и резиновые уплотнения для герметизации оставшегося зазора между стойкой и патрубком крыши. В соответствии с рекомендациями по проектированию стальных резервуаров рекомендуется при наличии двух направляющих располагать их диаметрально противоположно – у шахтной и катучей лестниц. Верхний конец катучей лестницы шарнирно опирается на площадку, закрепленную на стенке резервуара. Нижний конец, снабженный катком, по мере подъема или опускания плавающей крыши передвигается по рельсовому пути, уложенному на опорной ферме, прикрепленной к настилу плавающей крыши. Ступени катучей лестницы независимо от угла наклона ее от вертикали остаются горизонтальными.

Плавающая крыша не имеет жестких связей с корпусом (стенкой и днищем) резервуара и работает (поднимается и опускается) при изменении уровня жидкости в резервуаре как самостоятельный элемент. Ее верхнее положение фиксируется максимальным уровнем жидкости, который должен быть на 600 мм ниже верха стенки. Нижнее положение плавающей крыши фиксируется опорными стойками, прикрепленными к крыше. Стойки трубчатого сечения диаметром 89 мм располагаются по концентрическим окружностям (для резервуара вместимостью 50 000 м³ устанавливается 152 стойки). Высота стоек переменна. Стойки, расположенные вблизи стенок резервуара, имеют высоту 1,8 м. Уменьшение высоты стоек в центральной части крыши обеспечивает ее уклон 1:100. Зазор между плавающей крышей и днищем резервуара необходим для размещения обо-

рудования, обеспечения закачки нефти в резервуар без удара струи в вертикальную стенку понтонного кольца крыши, проведения монтажных и ремонтных работ. Между плавающей крышей и стенкой резервуара всегда остается зазор – кольцевое пространство, которое у резервуаров диаметром до 61 м обычно не должно превышать 200 мм, а у резервуаров большего диаметра – 300 мм. Уплотнение кольцевого пространства между стенкой и крышей резервуара осуществляется затвором, являющимся одним из основных узлов конструкции плавающей крыши.

Основные требования к затворам: непроницаемость для нефтепродукта и его паров; износостойкость; холодо- и теплостойкость; устойчивость к воздействию атмосферных осадков и прямых солнечных лучей; наличие минимального газового пространства; бензо- и коррозионностойкость; пожаробезопасность; простота сборки и монтажа; надежность эксплуатации.

Уплотняющие затворы подразделяются по виду на линейные или щелевые и по конструкции – на механические и мягкие. Классификация типов затворов для резервуаров с плавающей крышей приведена на рис. 6.21.

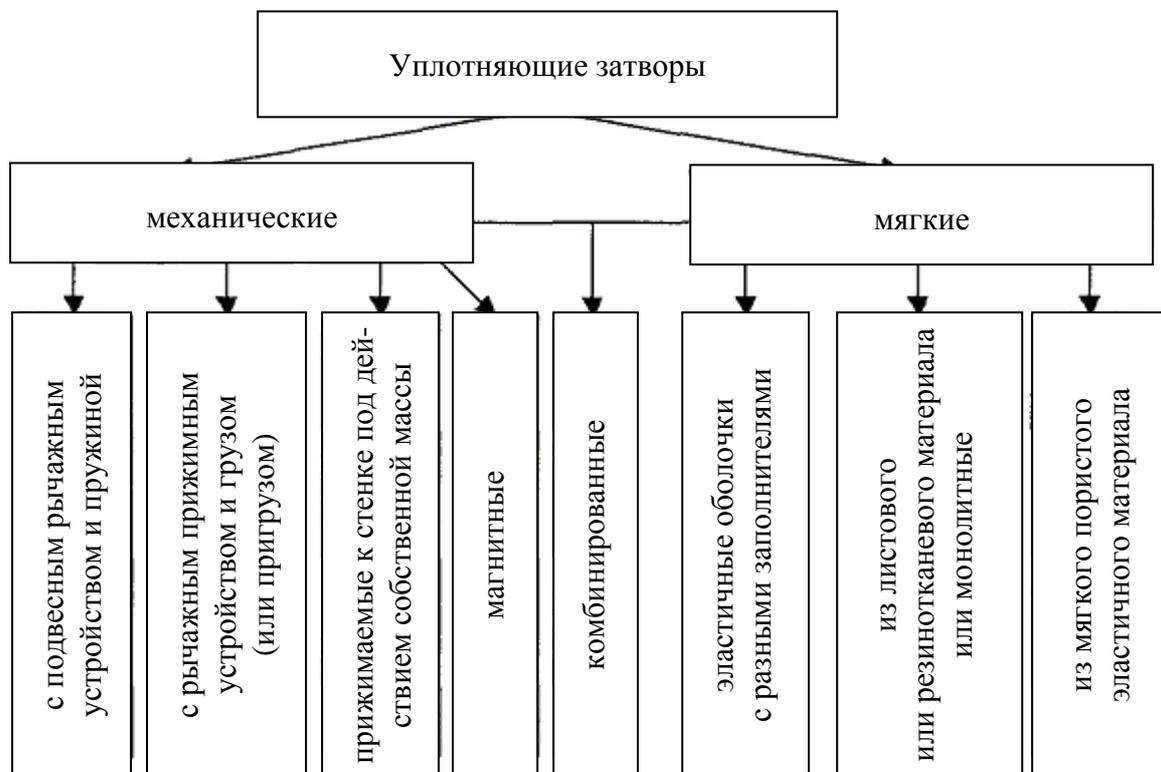


Рис.6.21. Классификация уплотняющих затворов плавающих крыш

Затворы с механическим прижимным устройством снабжены элементом (обычно металлическим листом), который скользит по поверхности стенок резервуара, оказывая давление, необходимое для создания уплотнения. Плотный прижим листа к стенке резервуара осуществляется различными способами: подвесным рычажным устройством с пружиной и без нее; собственным весом; листовой или спиральной пружиной.

Затворы с подвесным рычажным устройством (затворы Виггинса) широко используются в Англии, США, Германии, Японии и России для резервуаров вместимостью 50 – 100 тыс. м³ и более. Существенными недостатками этих типов затворов являются наличие значительного газового пространства над нефтепродуктом и неудобство обслуживания при эксплуатации (рис. 6.22).

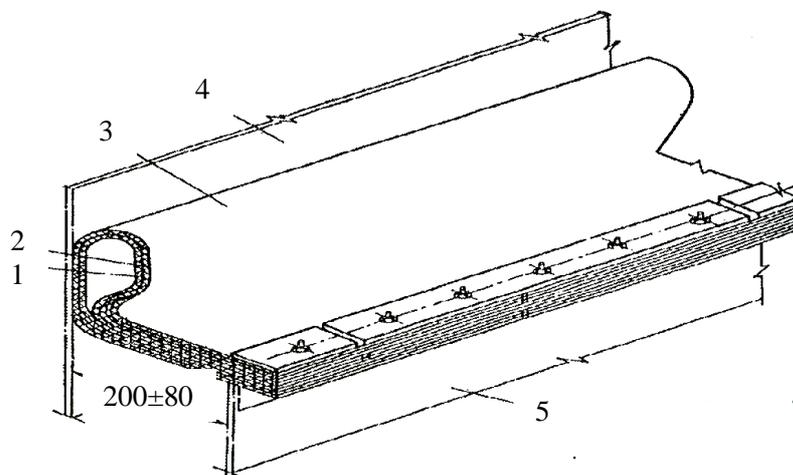


Рис. 6.22. Уплотняющий затвор

В Германии, Болгарии и Турции для резервуаров вместимостью 10 – 50 тыс. м³ применяются затворы, в которых скользящий элемент прижимается под действием собственного веса. Затвор состоит из отдельных сегментов, наклонной поверхностью опирающихся на коническую обрамляющую полосу понтона плавающей крыши. Под действием своей массы сегменты скользят по поверхности понтона до прижатия уплотнения к стенке резервуара. Во Франции разработан и успешно применяется затвор с подвеской скользящего элемента на кронштейне и прижатием его пружиной. Конструкция прижимного устройства металлического скользящего элемента со спиральной пружиной применяется в Германии, Англии, Дании и других странах. Достоинством таких затворов является простота конструкции, недостатком – меньшая надежность в эксплуатации.

Высокая амортизационная способность, прочность, стойкость к воздействию продукта и атмосферных осадков являются преимуществом затворов с мягким уплотнением, представляющим эластичные резинотканевые оболочки, наполненные жидкостью, сжатым воздухом, сыпучим зернистым материалом или эластичным пенополиуретаном (рис. 6.23).

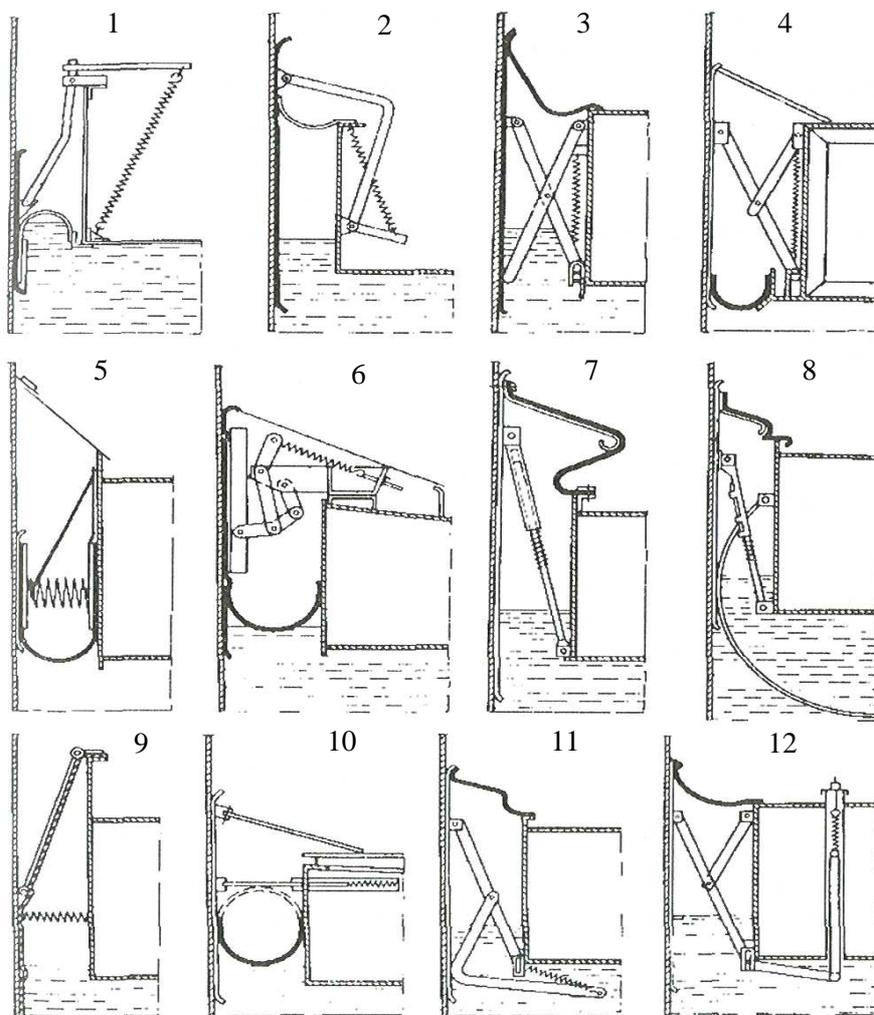


Рис. 6.23. Механические уплотнения с подвесным рычагом и пружиной: 1 – 4, 7 – 12 – конструкции США; 5 – конструкция Франции; 6 – конструкция Германии

Из уплотнений, наполняемых жидкостью и сжатым воздухом, наибольшее распространение получили конструкции фирм «Хоммонд» (США) и «Гравер» (США). В последние годы в качестве наполнителя оболочек используют эластичные пенополиуретаны.

В резервуарах отечественной конструкции используют следующие типы затворов: ЦНИИПСК, РУРП-1, РУМ-1.

Затворы ЦНИИПСК имеют рычажную систему прижатия уплотнения к стенке резервуара. Система приводится в действие грузами, расположенными над понтонным кольцом крыши. Вертикальный лист уплотнения прикрепляется к элементам, скользящим по стенке резервуара. Между стенкой резервуара и вертикальным листом имеется зазор, величина которого при плотном прилегании затвора составляет 10 – 30 мм. Для защиты затвора от атмосферных осадков применяется покрытие из резинотканевого материала.

Затвор РУРП-1 состоит из тонких стальных листов, закрепленных на шарнирных рычажных подвесках, спиральных пружин и кольцевой эластичной мембраны, выполненной из резинотканевого материала. Мембрана служит для герметизации кольцевого пространства между стальными листами и стенкой понтонного кольца. Над уплотняющим затвором установлены защитные металлические козырьки для предохранения уплотнения от атмосферных осадков.

В затворе РУМ-1 каждая секция подвешивается на шарнирных кронштейнах, которые крепятся к плавающей крыше. Секция уплотнения состоит из гибкого металлического штампованного каркаса, к которому с двух сторон болтами крепятся взаимозаменяемые оболочки уплотнения с пенополиуретановыми блоками. Для защиты затвора от атмосферных осадков используются козырьки, опирающиеся на стенку резервуара.

6. Общий порядок ремонта резервуаров на нефтебазах

Наиболее рациональной системой эксплуатации ухода и ремонта оборудования и сооружений промышленных предприятий является система плано-предупредительных ремонтов (ППР). Ремонт оборудования и сооружений нефтебаз также должен осуществляться по системе ППР.

Система плано-предупредительных ремонтов представляет собой совокупность организационно-технических мероприятий:

- организация внутрицехового ухода и надзора за оборудованием и сооружениями;
- организация периодических осмотров и проверок оборудования и сооружений;
- периодические текущие, средний и капитальный ремонты;
- организация парка запасных деталей;
- составление инструктивных материалов для ремонтов.

Сущность этой системы заключается в том, что время работы резервуарных парков или сооружений между очередными осмотрами и ремон-

тами устанавливается заранее с учетом их сложности и режима работы. Однако виды ремонтов, которым подвергаются отдельные сооружения нефтебаз, могут отличаться от вышеназванных. Так, например, для резервуарных емкостей рекомендуется применение осмотрового, текущего и капитального ремонтов.

Кроме того, точное определение объема работ при том или ином виде ремонта поможет устранить наблюдающиеся в практике случаи неправильного использования средств, отпускаемых на ремонт, например, выполнение капитального ремонта за счет средств основной деятельности нефтебаз и, наоборот, текущего ремонта за счет амортизационных отчислений.

Осмотровый ремонт резервуара осуществляется в процессе эксплуатации резервуара без освобождения его от нефти или нефтепродукта. При осмотровом ремонте проверяется техническое состояние корпуса и крыши резервуара путем наружного их осмотра, а также оборудования резервуара, находящегося снаружи.

До начала текущего ремонта резервуара производится нивелировка окрайки днища резервуара. Затем резервуар освобождается от хранящегося в нем нефтепродукта или нефти, очищается и дегазируется с соблюдением требований техники безопасности и пожарной безопасности.

При ремонтных работах осуществляются следующие операции:

- очистка внутренней поверхности резервуара от коррозионных отложений;
- проверка технического состояния корпуса, днища, крыши и заварка коррозионных раковин и отверстий с постановкой отдельных заплат;
- проверка и ремонт сварных швов, заправка и чеканка клепаных швов;
- ремонт змеевиковых подогревателей;
- проверка всего резервуарного оборудования и в необходимых случаях ремонт или замена оборудования;
- испытание на прочность и плотность отдельных узлов или резервуара в целом;
- окраска резервуара.

Капитальный ремонт резервуара начинается с подготовительных ремонтных работ, предусмотренных для текущего ремонта.

Кроме того, выполняется совокупность следующих работ:

- замена дефектных частей корпуса;
- полная или частичная замена днища;

- полная или частичная замена крыши резервуара (кровли и несущей конструкции);
- полная или частичная замена змеевиковых подогревателей;
- испытание резервуара на прочность и плотность.

Кроме перечисленных работ при капитальном ремонте резервуаров могут выполняться работы, связанные с их модернизацией, например, замена крыш из кровельного железа на сварные крыши из листовой стали.

7. Тушение пожаров на резервуарах

Пожары в резервуарных парках характеризуются сложной оперативно-тактической обстановкой, необходимостью привлечения большого количества сил и средств подразделений пожарной охраны. Это, как правило, затяжные пожары, ликвидация которых требует значительных материальных ресурсов.

Наиболее эффективными способами тушения пожара открыто горящего стального резервуара с нефтью являются:

- система подслоной подачи огнетушащей пены низкой кратности на основе фторированных пенообразователей типа «легкая вода», которые позволяют ликвидировать горение нефти в резервуарах, несмотря на разрушение верхнего пояса и наличие закрытых сверху участков (карманов);
- подача пены средней кратности привозными средствами пожаротушения через подъемник типа П-ЗО, установленный за пределами обвалования.

Исходя из опыта работы подразделений пожарной охраны, тактико-технических возможностей рассмотренных установок и систем пожаротушения, можно сделать следующие выводы:

- в качестве стационарных (полустационарных) систем пожаротушения резервуаров для хранения нефти целесообразно использовать системы подслоного тушения пожара;
- предпочтительным способом тушения пожаров в резервуарах привозными средствами – пеной средней или низкой кратности – является ее подача на поверхность горячей в резервуаре нефти навесным способом через пеногенераторы ГПС-2000 или лафетные стволы-гидромониторы и установленные за обвалованием;
- при отсутствии на резервуаре устройств для подачи пены под слой нефти, невозможности ее подачи навесными способами (горение нефти) в обвалование, наличии в резервуаре закрытых карманов, образованных упавшей крышей или сворачивающимися стенками и т.п. целесообразно произведе-

сти безопасными способами быструю регулируемую откачку нефти из горящего резервуара в нефтепровод или в свободный резервуар (рис. 6.24);

- при пожаре на резервуаре с небольшим уровнем разлива нефти (0,5 – 0,7 м) для предотвращения ее вскипания и выброса целесообразно подать в него в виде струи или в трубопровод водный состав депресант – «Аpres», который предотвращает эти нежелательные явления;

- тушение разлившейся горячей нефти на сливно-наливных эстакадах, в обвалованиях резервуаров, в земляных амбарах, заполненных нефтью, или аварийно разлитой нефти следует производить пеной низкой или средней кратности мощными лафетными стволами-мониторами, в т.ч. установками «Пурга», роботизированными системами пожаротушения УПР-1 и т.п.;

- тушение пожаров на складах ЛВЖ, в насосных и т.п. целесообразно производить пеной высокой кратности;

- тушение пожаров в административных зданиях, вычислительных центрах, операторных предпочтительнее производить установками или средствами аэрозольного (аэрозоль воды, огнегасящий порошок) или газового пожаротушения.

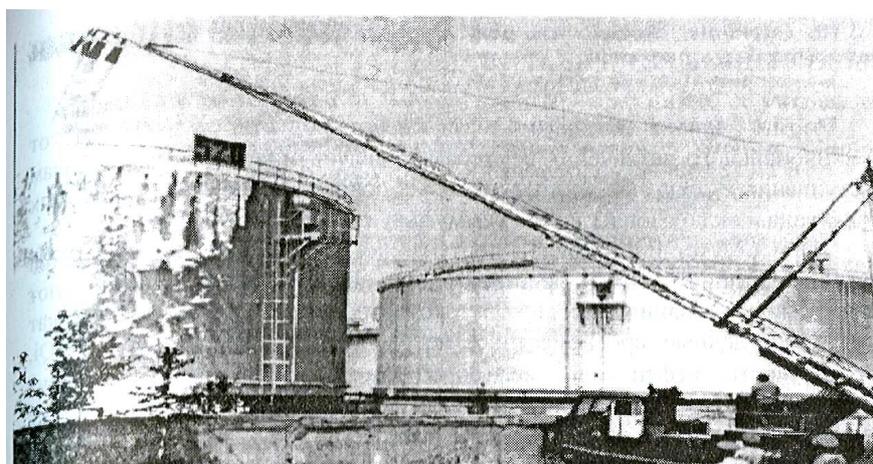


Рис. 6.24. Тушение пожара в резервуаре навесным способом

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Основные сооружения нефтебаз.
2. Классификация нефтебаз.
3. Номенклатура отечественных стальных резервуаров.

4. Технические характеристики резервуаров:
 - вертикальные изотермические резервуары;
 - осесимметричные каплевидные резервуары;
 - горизонтальные резервуары.
5. Техничко-экономические показатели резервуаров:
 - специфические особенности экономики резервуаростроения;
 - технико-экономические показатели резервуаров различных типов и объемов;
6. Эксплуатация резервуарных парков нефтебаз:
 - содержание оснований и обвалований резервуаров;
 - эксплуатационный уход за корпусом и оборудованием резервуаров;
 - производственные операции;
 - зачистка резервуаров;
 - потери нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуарных парков;
 - диски-отражатели;
 - понтоны и плавающие крыши.
7. Резервуары с плавающей крышей.
8. Общий порядок ремонта резервуаров на нефтебазах.
9. Тушение пожаров на резервуарах.
10. Определение объема резервуарного парка и выбор типов резервуаров.

Вопросы для предварительного контроля

1. Основные сооружения нефтебаз.
2. Классификация нефтебаз.
3. Эксплуатация резервуарных парков нефтебаз.
4. Резервуары с плавающей крышей.
5. Определение объема резервуарного парка и выбор типов резервуаров.

Лабораторная работа № 4

Дыхательные клапаны нефтяных резервуаров

Цель работы: изучение устройства и принципа работы дыхательных и предохранительных клапанов для нефтяных резервуаров.

Для удобства и изучения на специальном стенде установлены промышленные образцы дыхательных клапанов НДКМ-100 и КПГ-100.

Описание работы клапанов

Дыхательный клапан НДКМ-100 (рис. 6.25) состоит из соединительно-

го патрубка 1 с седлом 2, тарелки 3 с мембраной 4, зажатой между фланцами нижнего корпуса 6, верхней мембраны 8 с дисками 9 и регулировочными грузами 10. Мембрана 8 закреплена в крышке 11, в которой имеются отверстия для сообщения камеры под крышкой с атмосферой посредством трубки 12. Диски 9 и тарелка 3 соединены цепочками 14. Межмембранная камера сообщается через импульсную трубку 15 с газовым пространством резервуара. Гибкая уплотняющая поверхность тарелки 3 выполнена из фторопластовой пленки. Для устранения колебаний затвора установлена пружина 13. В нижнем корпусе размещен кольцевой огневой предохранитель 16. Для удобства обслуживания клапан имеет боковой люк 7.

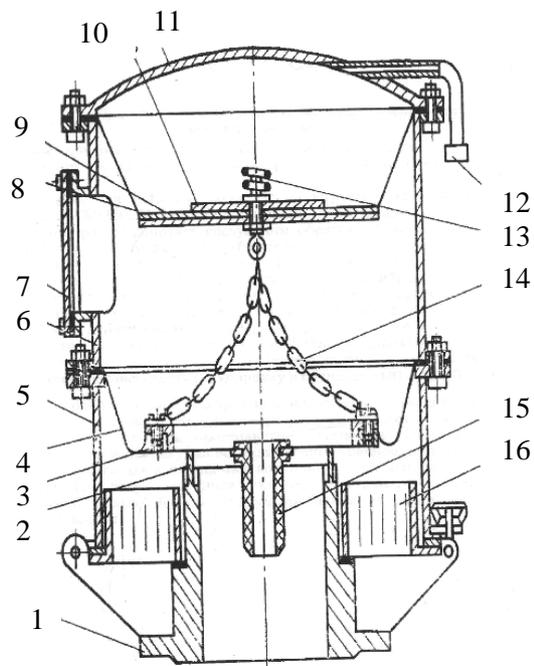


Рис. 6.25. Дыхательный клапан типа НДКМ

Корпус клапана алюминиевый, сварной. Мембрана изготовлена из бензостойкого материала. Непримерзаемость тарелки обеспечивается наличием на седле пленки из фторопласта. Клапан рассчитан на избыточное давление 2 000 Па и вакуум 400 Па. Конструкция клапана предусматривает широкое регулирование пределов его срабатывания. Давление срабатывания при вакууме регулируется изменением веса тарелки 3 при помощи сменных грузов (на рис. 6.25 не показаны), а срабатывание клапана при работе на избыточное давление – изменением количества регулировочных грузов 10. Клапан работает следующим образом: при образовании вакуума в резервуаре в межмембранной камере клапана также создается вакуум. Когда вес узла тарелки 3 будет меньше усилий, возникающих под действием разности атмосферного давления и давления в межмембранной камере на выступающую за седло поверхность тарелки, последняя поднимается и газовое пространство сообщается с атмосферой. С увеличени-

ем расхода воздуха через клапан тарелка перемещается вверх без существенного увеличения вакуума в резервуаре. Если в резервуаре создается избыточное давление, то оно передается в межмембранную камеру и прижимает нижнюю тарелку с мембраной к седлу. Одновременно избыточное давление действует на верхнюю мембрану с грузом, и при некотором дополнительном давлении, определяемом весом грузов и дисков, мембрана с дисками перемещается вверх, натягивая цепочки. При достижении расчетного избыточного давления усилие от его воздействия на мембрану 8 уравнивается суммарным усилием от воздействия избыточного давления на мембрану 4 и весом тарелки 3, дисков 9 и грузов 10, а при дальнейшем увеличении избыточного давления тарелка поднимается.

Связь между геометрическими размерами клапана, весом тарелки и давлением срабатывания устанавливается из условия равновесия сил, действующих по вертикальной оси клапана в момент срабатывания.

Схема клапана типа НДКМ показана на рис. 6.26.

При вакууме в резервуаре вес вакуумной тарелки G_B уравнивается (в момент срабатывания) силой от разности давлений в межмембранной камере P_p и атмосфере P_a

$$P_p = P_a - P_v,$$

т.е.

$$P_v(C_v F - f) - G_B = Q, \quad (6.1)$$

$$G_B = F P_v (C_v - n^2), \quad (6.2)$$

где F – площадь проекции верхней и нижней мембраны;

f – площадь сечения присоединительного патрубка (седла).

Вес верхней тарелки с мембраной, обеспечивающей срабатывание клапана при заданном избыточном давлении в резервуаре $P_{из}$, определяется из уравнения баланса действующих сил

Вес верхней тарелки с мембраной, обеспечивающей срабатывание клапана при заданном избыточном давлении в резервуаре $P_{из}$, определяется из уравнения баланса действующих сил

$$P_{из} = (C_D F - C_B F + f) - G_B - G_D = 0, \quad (6.3)$$

где $P_{из}$ – избыточное давление в резервуаре, при котором срабатывает дыхательный клапан,

$$P_{из} = P_p - P_a,$$

G_D – вес тарелки давления;

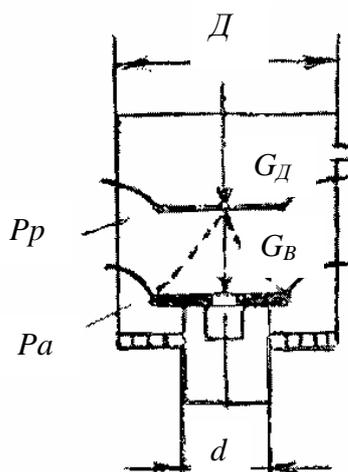


Рис. 6.26. Схема клапана типа НДКМ

C_D – коэффициент эффективности работы верхней мембраны при избыточном давлении в межмембранном пространстве.

Подставляя (6.2) в (6.3), найдем

$$G_D = FP_{из} C_D - F(C_B - n^2)(P_{из} + P_B). \quad (6.4)$$

Предохранительный гидравлический клапан КПГ (рис. 6.27) устанавливается на резервуаре совместно с клапаном НДКМ и работает в случае несрабатывания дыхательного клапана или при повышении давления в резервуаре выше допускаемого. Клапан КПГ состоит из корпуса 8 с соединительными фланцами, чашки 7 для жидкости, обеспечивающей создание гидравлического затвора, верхнего корпуса 6 с патрубком 9 для создания столба жидкости гидравлического затвора, экрана 5, предотвращающего выброс жидкости в атмосферу при работе клапана, огневого предохранителя 4, крышки 3 для защиты от атмосферных осадков и трубки 2 для слива и налива жидкости. Клапан имеет шарнирный разъем, что позволяет легко осматривать его внутреннюю часть. Горизонтальное положение клапана выверяется по зеркалу жидкости в чашке с помощью шпилек 1.

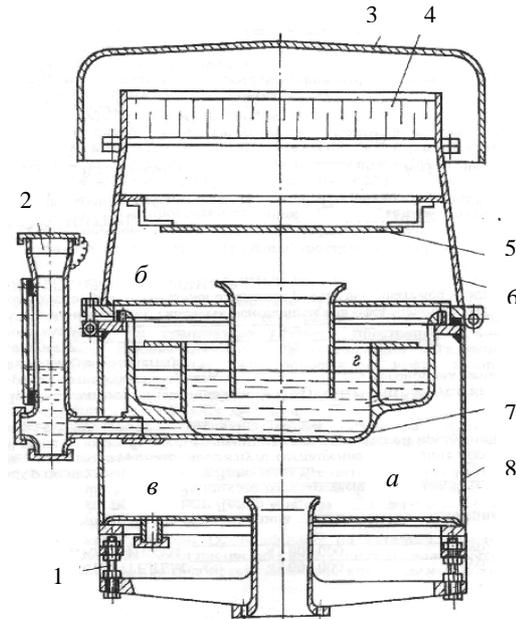


Рис. 6.27. Предохранительный (гидравлический) клапан

Работа гидравлического клапана КПГ основана на принципе выброса жидкости из гидравлического затвора. При повышении давления в резервуаре, следовательно, и в полости *a*, жидкость из чашки вытесняется в патрубок 9 и при достижении предельно допустимого давления выбрасывается на экран 5, отражаясь от которого, скапливается в кольцевой полости *б*. При вакууме в резервуаре жидкость вытесняется из патрубка в чашку и при срабатывании выбрасывается на стенки корпуса, по которым стекает в кольцевую полость *в*. Для обеспечения полного выброса жидкости в чашке имеется цилиндрическая перегородка 11 с отверстиями, разделяющими ее на две сообщающиеся полости. Площадь кольцевого зазора *г* не превышает, как и площадь патрубка 9, двух площадей присоединительного патруб-

ка 10, обеспечивая высокие скорости паровоздушной смеси и выброс жидкости из этого зазора на крышку чашки и стенки корпуса. В освобожденный кольцевой зазор из сообщающейся полости чашки перетекает остаток жидкости и по мере поступления выбрасывается (выносятся) из затвора, не создавая заметного повышения вакуума. Выброшенная жидкость сливается через отводную трубку и используется для повторной заливки. После срабатывания клапана газовое пространство резервуара сообщается с атмосферой через свободные газоходы.

Вопросы по теме

1. На какое давление срабатывания устанавливается предохранительный (гидравлический) клапан?
2. Как изменится давление срабатывания гидравлического клапана, если его смонтировать не горизонтально?
3. В гидравлическом клапане типа КПП при срабатывании происходит выброс жидкости. Почему в клапанах старой конструкции выброса жидкости из гидравлического затвора не происходило?
4. Что предусмотрено в конструкции дыхательного клапана для предотвращения примерзания тарелки клапана к седлу?
5. Будет ли работать дыхательный клапан типа НДКМ, если закрыть отверстие трубки 12?
6. Какие преимущества дает совмещение огневого предохранителя с корпусом клапана?
7. Допускаемое избыточное давление в резервуаре равно 2 200 Па. Какое давление срабатывания необходимо установить в дыхательном клапане НДКМ?

Практические занятия

Определение вместимости резервуарных парков нефтебаз

Теоретическая часть

Наиболее точно вместимость резервуарного парка нефтебазы определяется по графикам поступления и отгрузки нефтепродуктов, составленным на основании фактических данных за 2 – 3 года, с учетом страхового запаса. Для каждого сорта нефтепродукта необходимый объем резервуаров находится как

$$V_i = \frac{Q_i^{год}}{100} \cdot (\Delta V_{\max i} - \Delta V_{\min i} + \Delta V_i^{cm}), \quad (6.5)$$

где Q_i – годовая реализация i -го нефтепродукта, м³;

V_{maxi} , ΔV_{mini} – соответственно максимальный и минимальный суммарные остатки i -го нефтепродукта, наблюдавшиеся за год, %;

ΔV_i^{cm} – величина страхового запаса i -го нефтепродукта, %.

Рекомендуемые нормы страхового запаса для распределительных нефтебаз в зависимости от географического положения и надежности транспортных связей следует принимать в процентах от среднемесячной потребности нефтепродуктов по табл. 6.17.

Таблица 6.17

Нормы страхового запаса

Тип нефтебаз	Ее местоположение	Норма запаса, %
Железнодорожные, водные (речные)	Южнее 60° северной широты в европейской части страны	до 20
Железнодорожные, водные (речные)	Севернее 60° северной широты в европейской части страны, в Сибири, на Урале, Дальнем Востоке	до 50
Водные (речные) с поступлением нефтепродукта только в навигационный период	–	до 50*
Примечание. * Вычисляется от среднемесячной потребности в межнавигационный период		

Для трубопроводных нефтебаз и нефтебаз с реализацией менее 1 000 т/год страховой запас не устанавливается.

При отсутствии графиков поступления и отгрузки нефтепродуктов необходимый полезный объем резервуарного парка для каждого вида нефтепродукта может быть вычислен по следующим формулам:

- для распределительных ж.-д. нефтебаз

$$V_i = \frac{Q_i T_{ц} K_{нз} K_{нв}}{30} \cdot \left(1 + \frac{\Delta V_i^{cm}}{100} \right); \quad (6.6)$$

- для водных (речных) перевалочных и распределительных нефтебаз

$$V_i = 1,15 Q_i K_{нв} \left(1 + \frac{\Delta V_i^{cm}}{100} \right); \quad (6.7)$$

- для трубопроводных нефтебаз

$$V_i = 1,1 \frac{Q_i^{om} K_{нв}}{N_i} \left(1 - \frac{Q_i^{om}}{8760 \cdot q_{max}} \right), \quad (6.8)$$

где Q_i – среднемесячное потребление i -го нефтепродукта, м³;

$T_{ц}$ – продолжительность транспортного цикла поставки нефтепродукта, сутки (табл. 6.18);

$K_{нз}$ – коэффициент неравномерности подачи цистерн с нефтепродуктом, $K_{нз} = 1,1 \dots 1,3$;

$K_{нв}$ – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (табл. 6.19);

Q_i^{om} – объем i -го нефтепродукта, отбираемого по отводу, м³/год;

N_i – годовое число циклов с которым работает отвод;

q_{max} – максимальный из возможных расходов нефтепродукта в отводе, м³/час.

Таблица 6.18

Зависимость продолжительности транспортного цикла от удаленности поставщика

Расстояние до поставщика, км	400	600	800	1 000	1 200	1 600	2 000	2 600
$T_{ц}$, сутки	7	9	11	13	14	15	17	20

Таблица 6.19

Величина коэффициента неравномерности потребления нефтепродуктов

Характеристика районов потребления	$K_{нв}$	
	Все виды топлива	Масла, смазки
Промышленные города	1,0	1,3
Промышленные районы	1,1	1,5
Промышленность потребляет 70 %	1,2	1,8
Промышленность потребляет 30 %	1,5	2,0
Сельскохозяйственные районы	1,7	2,5

Необходимая вместимость резервуаров нефтебаз для i -го нефтепродукта определяется по формуле

$$V_{pi} = \frac{V_i}{\eta_p}. \quad (6.9)$$

Емкость и число резервуаров в составе резервуарного парка нефтебазы должны определяться с учетом:

- коэффициента использования емкости резервуара;
- однотипности по конструкции к единичной вместимости резервуаров;
- грузоподъемности железнодорожных маршрутов, отдельных цистерн, а также наливных судов, занятых на перевозках нефтепродуктов;
- необходимой оперативности нефтебазы при заданных условиях эксплуатации и возможности своевременного ремонта резервуаров.

Под каждый сорт нефтепродукта должно предусматриваться не менее двух резервуаров за исключением следующих случаев:

- операции приема и отпуска не совпадают по времени;
- среднегодовой коэффициент оборачиваемости резервуара менее 3-х;
- резервуар используется как промежуточная буферная емкость, в которой замер количества нефтепродукта не производится.

Пример расчетов

Определить вместимость резервуарного парка нефтебазы по бензину А-76 при заданном графике поступления и отгрузки (в процентах от годовой реализации).

Показатели	Их величина												
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	всего
Поступление	14	13	11	7	4	3	3	7	9	9	10	10	100
Отгрузка	3	4	5	7	8	13	15	13	12	10	6	4	100

Среднемесячное потребление бензина $1\ 000\ \text{м}^3$. Нефтебаза расположена в Волгоградской области.

Решение:

1. Рассчитываем месячные остатки и их сумму нарастающим итогом

Показатели	Их величина											
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Месячный остаток	11	9	6	0	-4	-10	-12	-6	-3	-1	4	6

Сумма месячных остатков	11	20	26	26	22	12	0	-6	-9	-10	-6	0
-------------------------	----	----	----	----	----	----	---	----	----	-----	----	---

2. Величину страхового запаса бензина принимаем в размере 10 % от среднемесячного потребления, т.е. $\Delta V_i^{cm} = 10\%$.

3. Учитывая, что $\Delta V_{\max} = 26\%$, а $\Delta V_{\min} = -10\%$, находим необходимый полезный объем резервуаров по формуле

$$V_i = \frac{12\,000}{100} \cdot [26 - (-10) + 10] = 5\,520 \text{ м}^3.$$

4. Т.к. под каждый нефтепродукт должно быть не менее 2-х емкостей, то на нефтебазе будут установлены резервуары объемом не менее $5\,000 \text{ м}^3$ с понтоном, для которого находим величину $\eta_p = 0,81$.

5. Необходимый геометрический объем резервуаров для бензина А-76 составит

$$V_{ip} = \frac{V_i}{\eta_p} = \frac{5\,520}{0,81} = 6\,815 \text{ м}^3.$$

Принимаем к установке два резервуара РВСП 5 000.

Задачи

1. Определить необходимый полезный объем резервуарного парка распределительной железнодорожной нефтебазы, находящейся на расстоянии 850 км от поставщика и расположенной южнее 60° северной широты в европейской части России, в районе, где промышленность потребляет 50 % нефтепродуктов. Принять среднемесячное потребление бензина $5\,000 \text{ м}^3$, дизельного топлива – $7\,000 \text{ м}^3$, керосина – $1\,000 \text{ м}^3$.

2. Определить полезную вместимость резервуарного парка распределительной автомобильной нефтебазы, находящейся на расстоянии 400 км от поставщика и расположенной в районе, где промышленность потребляет 70 % нефтепродуктов. Годовая реализация нефтепродуктов (тыс. т/год): А-76 – 5; АИ-92 – 10; Дл – 30, топочный мазут 40 – 30; М8В₁ – 10; Т₂₂ – 15.

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Основные сооружения нефтебаз.
2. Номенклатура отечественных стальных резервуаров.
3. Резервуары с плавающей крышей.
4. Тушение пожаров на резервуарах.

На оценку «хорошо»

1. Классификация нефтебаз.
2. Номенклатура отечественных стальных резервуаров.
3. Технические характеристики резервуаров.
4. Резервуары с плавающей крышей.
5. Общий порядок ремонта резервуаров на нефтебазах.

На оценку «отлично»

1. Классификация нефтебаз.
2. Основные сооружения нефтебаз.
3. Определение объема резервуарного парка и выбор типов резервуаров.
4. Резервуары с плавающей крышей.
5. Эксплуатация резервуарных парков нефтебаз.

Модуль 7

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Введение

Трубопровод – сооружение, состоящее из плотно соединенных между собой труб, деталей трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры, контрольно-измерительных приборов, средств автоматики, опор и подвесок, крепежных деталей, прокладок, материалов и деталей тепловой и противокоррозионной изоляции и предназначенное для транспортировки жидкостей, твердых продуктов (нефтепродуктов) или газов.

К **технологическим** относятся находящиеся в пределах объекта трубопроводы, по которым транспортируют различные вещества, в т.ч. сырье, полуфабрикаты, промежуточные и конечные продукты, отходы производства, необходимые для ведения технологического процесса или эксплуатации оборудования.

Условия изготовления и монтажа технологических трубопроводов определяются разветвленной сетью большой протяженности и различием конфигурации обвязки технологического оборудования; разнообразием применяемых материалов, типов труб, их диаметров и толщин стенок; характером и степенью агрессивности транспортируемых веществ и окружающей среды; различием способов прокладки (в траншеях, без траншей, каналах, тоннелях, на стойках, двух- и многоярусных эстакадах на технологическом оборудовании, а также на разных высотах и часто в условиях, неудобных для производства работ); количеством разъемных и неразъемных соединений, деталей трубопроводов, арматуры, компенсаторов, контрольно-измерительных приборов и опорных конструкций.

Для того чтобы смонтировать 1 т стальных технологических трубопроводов, необходимо помимо труб израсходовать в среднем различных деталей и арматуры в количестве до 22 % его массы. Прокладка трубопроводов – сложный технологический процесс, который не всегда проходит в благоприятных условиях.

Схема изучения материала

№	Тема занятия	Тип занятия	Вид (форма) занятия	Количество часов
1	Назначение и устройство технологических трубопроводов. Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов. Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов и компенсаторы. Монтаж стальных межцеховых трубопроводов общего назначения	Изучение нового материала	Лекция	2
2	Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов и компенсаторов	Углубление и систематизация учебного материала	Практическое занятие	1
3	Расчет предохранительных клапанов типа СППК	Предварительный контроль	Практическое занятие	1
4	Изучение процесса замещения нефтей и нефтепродуктов в трубопроводах	Углубление и систематизация учебного материала	Лабораторное занятие	4

ОСНОВЫ НАУЧНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗНАНИЙ ПО МОДУЛЮ

1. Назначение и устройство технологических трубопроводов

1.1. Условные проходы

Основная характеристика трубопровода – внутренний диаметр, определяющий его проходное сечение, необходимое для прохождения заданного количества вещества при рабочих параметрах эксплуатации (давление, температура, скорость). При строительстве трубопроводов для сокращения количества видов и типоразмеров, входящих в состав трубопроводов соединительных деталей и арматуры, используют единый унифицированный ряд условных проходов.

Условный проход D_u – номинальный внутренний диаметр присоединяемого трубопровода, мм. Труба при одном и том же наружном диаметре может иметь различные номинальные внутренние диаметры. Для арматуры и соединительных деталей технологических трубопроводов наиболее часто применяют следующий ряд условных проходов (СТ СЭВ 254-76), мм: 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500. Для труб

этот ряд – рекомендуемый, и D_u для них устанавливается в проекте, стандартах или технической документации.

При выборе трубы для трубопровода под условным проходом понимают ее расчетный округленный внутренний диаметр. Например, для труб наружным диаметром 219 мм и толщиной стенки 6 и 16 мм, внутренний диаметр которых соответственно равен 207 и 187 мм, в обоих случаях принимают ближайший из унифицированного ряда D_u , т.е. 200 мм.

Механическая прочность труб, соединительных деталей и арматуры при определенных интервалах температур транспортируемого по трубопроводу вещества или окружающей среды снижается.

Понятие «условное давление» введено для учета изменений прочности соединительных деталей и арматуры трубопроводов под действием избыточного давления и температуры транспортируемого вещества или окружающей среды. **Условное давление** P_y – наибольшее избыточное давление при температуре вещества или окружающей среды 20 °С, при котором обеспечивается длительная работа арматуры и деталей трубопровода, имеющих заданные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках их прочности, соответствующих температуре 20 °С. Например, для арматуры и деталей трубопроводов из стали 20, работающих при избыточном давлении 4 МПа и транспортирующих вещество с температурой 20 °С, условное давление $P_y = 4$ МПа, с температурой 350 °С – $P_y = 6,3$ МПа.

Для сокращения количества типоразмеров арматуры и деталей трубопроводов установлен унифицированный ряд условных давлений (ГОСТ 356-80), МПа: 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1; 1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 160; 250.

Рабочее давление P_p – наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры и деталей трубопроводов на прочность и плотность водой с температурой не менее 5 и не более 70 °С.

На трубопроводы и трубы ГОСТ 356-80 не распространяется, а является рекомендуемым. P_y и P_p для них устанавливаются проектом, стандартами или технической документацией.

1.2. Классификация трубопроводов

Технологические трубопроводы классифицируют по роду транспортируемого вещества, материалу труб, рабочим параметрам, степени агрессивности среды, месту расположения, категориям и группам.

По **роду транспортируемого вещества** технологические трубопроводы разделяются на нефтепроводы, газопроводы, паропроводы, водопроводы, мазутопроводы, маслопроводы, бензопроводы, кислотопроводы, щелочепроводы, а также специального назначения (трубопроводы густого и жидкого смазочного материала, трубопроводы с обогревом, вакуумпроводы) и др.

По **материалу, из которого изготовлены трубы**, различают трубопроводы стальные (из углеродистой, легированной и высоколегированной стали), из цветных металлов и их сплавов (медные, латунные, титановые, свинцовые, алюминиевые), чугунные, неметаллические (полиэтиленовые, винилпластовые, фторопластовые, стеклянные), футерованные (резиной, полиэтиленом, фторопластом), эмалированные, биметаллические и др.

По **условному давлению транспортируемого вещества** трубопроводы разделяют на вакуумные (работающие при давлении ниже 0,1 МПа), низкого давления (работающие при давлении до 10 МПа), высокого давления (более 10 МПа) и безнапорные (работающие без избыточного давления).

По **температуре транспортируемого вещества** трубопроводы подразделяются на холодные (температура ниже 0 °С), нормальные (от 1 до 45 °С) и горячие (от 46 °С и выше).

По **степени агрессивности транспортируемого вещества** различают трубопроводы для неагрессивных, малоагрессивных, среднеагрессивных и агрессивных сред. Стойкость металла в коррозионных средах оценивают скоростью проникновения коррозии – глубиной коррозионного разрушения металла в единицу времени, мм/год. К неагрессивной и малоагрессивной средам относят вещества, вызывающие коррозию стенки трубы, скорость которой менее 0,1 мм/год, среднеагрессивной – в пределах от 0,1 до 0,5 мм/год и агрессивной – более 0,5 мм/год. Для трубопроводов, транспортирующих неагрессивные и малоагрессивные вещества, обычно применяют трубы из углеродистой стали; среднеагрессивные вещества – трубы из углеродистой стали с повышенной толщиной стенки (с учетом прибавки на коррозию) из легированной стали, неметаллических материалов, футерованные; высокоагрессивные вещества – только из высоколегированных сталей, биметаллические, из цветных металлов, неметаллические и футерованные.

По **месторасположению** трубопроводы бывают внутрицеховые, соединяющие отдельные аппараты и машины в пределах одной технологической установки или цеха и размещаемые внутри здания или на открытой площадке, и межцеховые, соединяющие отдельные технологические установки, аппараты, емкости, находящиеся в разных цехах.

Внутрицеховые трубопроводы по конструктивным особенностям могут быть обвязочные (около 70 % общего объема внутрицеховых трубопроводов) и распределительные (около 30 %). Внутрицеховые трубопроводы имеют сложную конфигурацию с большим количеством деталей, арматуры и сварных соединений. На каждые 100 м длины таких трубопроводов приходится выполнять до 80 – 120 сварных стыков. Масса деталей, включая арматуру, в таких трубопроводах достигает 41 % от общей массы трубопровода в целом.

Межцеховые трубопроводы характеризуются довольно длинными прямыми участками (длиной до нескольких сот метров) со сравнительно небольшим количеством деталей, арматуры и сварных соединений. Масса деталей в межцеховых трубопроводах (включая арматуру) составляет около 3 – 4%, а масса П-образных компенсаторов – около 7 %.

Стальные трубопроводы разделяют на категории в зависимости от рабочих параметров (температуры и давления) транспортируемого по трубопроводу вещества и группы в зависимости от класса опасности вредных веществ и показателей пожароопасности веществ.

По степени воздействия на организм человека все вредные вещества разделяют на четыре класса опасности (ГОСТ 12.1.005-71 и ГОСТ 12.1.007-76): 1 – чрезвычайно опасные, 2 – высокоопасные, 3 – умеренноопасные, 4 – малоопасные.

По пожароопасности (ГОСТ 12.1.004-76) вещества бывают: негорючие (НГ), трудногорючие (ТГ), горючие (ГР), горючая жидкость (ГЖ), легковоспламеняющаяся жидкость (ЛВЖ), горючий газ (ГГ), взрывоопасные (ВВ).

Технологические стальные трубопроводы в соответствии с инструкцией по проектированию технологических стальных трубопроводов на P_y до 10 МПа (СН 527-80) подразделяют на пять категорий (I – V) и три группы (А, Б, В).

Трубопроводы из пластмассовых труб (полиэтилена, полипропилена, поливинилхлорида) в соответствии с инструкцией по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб (СН 550-82) применяют для транспортировки веществ, к которым материал труб химически стоек или относительно стоек, и классифицируют по категориям и группам, установленным для стальных трубопроводов. При этом трубопроводы из пластмассовых труб запрещается применять для транспортирования вредных веществ 1-го класса опасности, взрывоопасных веществ и сжиженных углеводородных газов (СУГ).

Трубопроводы из пластмассовых труб, по которым транспортируют вредные вещества 2-го и 3-го классов опасности, относят к категории II и группе А; легковоспламеняющиеся жидкости, горючие газы, горючие ве-

щества, горючие жидкости относят к категории III и группе Б; а трудногорючие и негорючие – к категории IV или V и группе В.

В общем случае категория трубопровода устанавливается проектом, при этом определяющим является тот параметр трубопровода, который требует отнесения его к наибольшей категории.

2. Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов

2.1. Стальные трубы и их применение

Стальные трубы широко используют для изготовления и монтажа технологических трубопроводов. В зависимости от физико-химических свойств и рабочих параметров транспортируемых веществ применяют стальные трубы различных способов изготовления, марок стали, диаметров и толщин стенок.

По способу изготовления стальные трубы подразделяют на бесшовные (горяче- и холоднодеформированные) и электросварные (прямошовные и спиральные).

Промышленность выпускает большое количество типоразмеров бесшовных и электросварных труб из углеродистой, низколегированной и высоколегированной сталей разных марок. При проектировании и сооружении технологических трубопроводов применение такого широкого ассортимента труб создает значительные трудности в комплектации материалами и деталями трубопроводов. Для сокращения типоразмеров и марок сталей труб СН 527-80 и ведомственные нормативные документы устанавливают основные типы труб и пределы их применения для внутрицеховых и межцеховых технологических трубопроводов (табл. 7.1 – 7.3).

Таблица 7.1

**Рабочие параметры применения стальных труб
для технологических трубопроводов на P_y до 10 МПа**

Стальные				Рабочие параметры	
ГОСТ, ТУ и группа поставки	Марка стали	Размеры, мм		P_y , МПа	Температура, °С
		толщина стенки	наружный диаметр		
1	2	3	4	5	6
Сварные					
ГОСТ 10705-80 Группа В	20		14 – 530	4,0	от –40 до 300
ГОСТ 20295-74 Группа В	20	до 12	159 – 377		от –40 до 400
	17 ГС				от –40 до 300

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6
ГОСТ 362-75, легкие и обыкновенные	независимо 10,20	до 4,5	17 – 165	1,6	от 0 до 175 от –20 до 200
ГОСТ 11068-81	12X18H10T	до 4	15 – 89		от –70 до 450
Бесшовные					
ГОСТ 8732-78 ГОСТ 873 1 -74 Группа В	10,20 10Г2	до 18	25 – 426	10	от –40 до 450 от –50 до 450
ГОСТ 8734-75 ГОСТ 8733-74 Группа В	10,20 10Г2	до 6	14 – 108		от –40 до 450 от –70 до 450
ГОСТ 550-75	20 10Г2 15Х5М, 15Х5М-У	до 18	14 – 426		от –40 до 450 от –70 до 450 от –40 до 450
ТУ14-3-460-75 ГОСТ 9940-81 ГОСТ 994 1-81	12Х1МФ 12Х18Н10Т 08Х22Н6Т	до 18 до 16 до 12	14 – 426 55 – 325 15 – 220		от –40 до 450 от –70 до 450 от –40 до 300

Таблица 7.2

Трубы стальные из низколегированных сталей

<i>Д_{нар}</i> , мм	Толщина стенки, мм	
	Бесшовные горячедеформированные ГОСТ 8732-78	Электросварные, холоднодеформированные ГОСТ 10707-80
25; 28; 32; 38; 42; 45; 50	2,5; 2,8; 3,0; 4,0; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	1; 1,2; 1,4; 1,5; 1,6; 1,8; 2,0; 2,2; 2,5
54; 57; 60; 63,5; 68; 70; 73; 76	3; 3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	1,4; 1,5; 1,6; 1,8; 2,0; 2,2; 2,5; 2,8; 3,0; 3,2; 3,5
83; 89; 95; 102	3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9	2,5; 2,8; 3,0; 3,2; 3,5
108; 114; 121; 127; 133	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 11; 12 – 14	
140; 146; 152; 159	4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12 – 16	
168; 180; 194	5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12 – 18	
203; 219; 245; 273; 299; 325	6 – 18	
351; 377; 402; 426; 450; 480	8 – 18	

Таблица 7.3

Трубы из углеродистых сталей

<i>Д_{нар}</i> , мм	Марка стали	Толщина стали, мм
1	2	3
Сварные прямошовные трубы		
426	Сталь обыкновенная ВСт4сп5	7; 8; 9
426	Сталь углеродистая 0,8; 10; 15; 20	7; 8; 9

Окончание табл.

1	2	3
325	Сталь обыкновенная ВСтЗсп5	8
273	Сталь обыкновенная ВСт2сп5	7; 8
219		6; 7; 7,6
168		6; 7
114		4
Сварные спиральношовные трубы		
377	ВСтЗсп5	6
325	ВСтЗсп5	5; 6
273	ВСтЗГпс5	4,5; 5
219		4; 4,5; 5
159		3,8; 4

Трубопроводы с наружным диаметром до 426 мм сооружают из бесшовных труб, изготовляемых из углеродистой и легированной сталей, а трубопроводы большего диаметра – из стальных прямошовных или спиральношовных труб.

Трубы второго сорта применять для технологических трубопроводов нельзя!

2.2. Способы и типы соединений трубопроводов

Соединения труб между собой, с арматурой, технологическим оборудованием, контрольно-измерительными приборами и средствами автоматики бывают неразъемные и разъемные. К неразъемным относятся соединения, получаемые путем сварки (рис. 7.1), пайки или склеивания, к разъемным – фланцевые (рис. 7.2), резьбовые, бугельные (рис. 7.3) и др.

Сварные соединения могут быть различных видов: стыковые, раструбные, в некоторых случаях угловые (приварка штуцеров (рис. 7.4), плоских фланцев).

Фланцевые соединения состоят из двух фланцев 3 и 4, прокладки 5 или уплотнительного кольца, соединительных болтов 2 (или шпилек) с гайками. Герметичность соединения достигается за счет прокладок из упругого материала, установленных между торцами поверхностями фланцев.

Конструкция фланцев зависит от рабочих параметров и физико-химических свойств транспортируемого вещества, материала труб и других факторов. Фланцы могут привариваться к трубе или устанавливаться на резьбе. Применяют фланцы, свободно сидящие на трубе и удерживаемые на ней за счет отбортовки концов труб или приваренных к трубам колец.

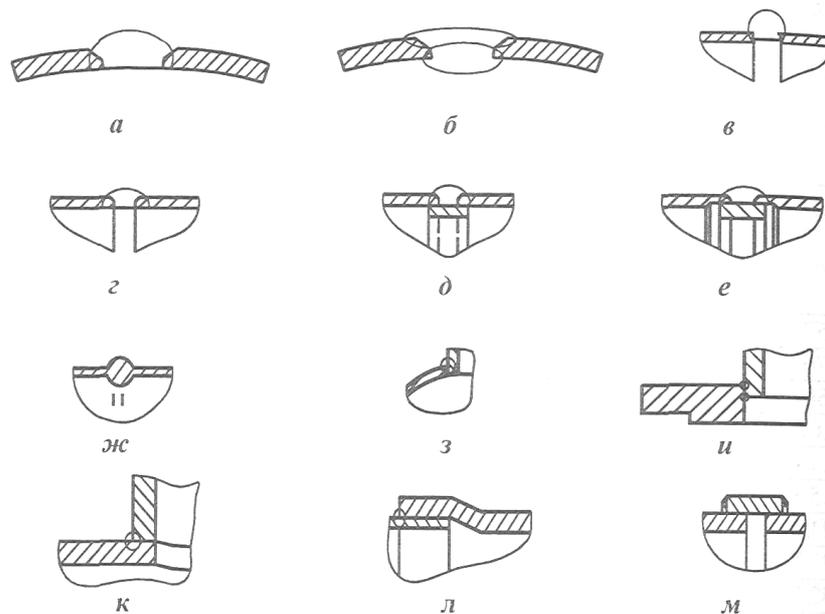


Рис. 7.1. Виды неразъемных сварных соединений труб и деталей трубопроводов: *а* – стыковое продольное с односторонним швом; *б* – стыковое продольное с двусторонним швом; *в* – стыковое поперечное с односторонним швом без скоса кромок; *г* – стыковое поперечное с односторонним швом со скосом кромок; *д* – стыковое поперечное с подкладным кольцом без расточки; *е* – стыковое поперечное с подкладным кольцом с внутренней расточкой; *ж* – стыковое контактное; *з* – угловое одностороннее без скоса кромок; *и* – угловое двустороннее без скоса кромок; *к* – угловое одностороннее со скосом кромок; *л* – раструбное; *м* – раструбное с муфтой

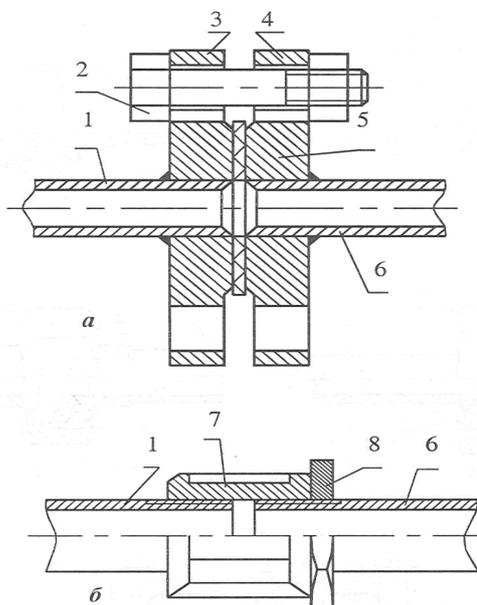


Рис. 7.2. Фланцевое (*а*) и муфтовое (*б*) соединения трубопроводов: 1, 6 – трубы; 2 – болт с гайкой; 3, 4 – фланцы; 5 – прокладка; 7 – муфта; 8 – контргайка

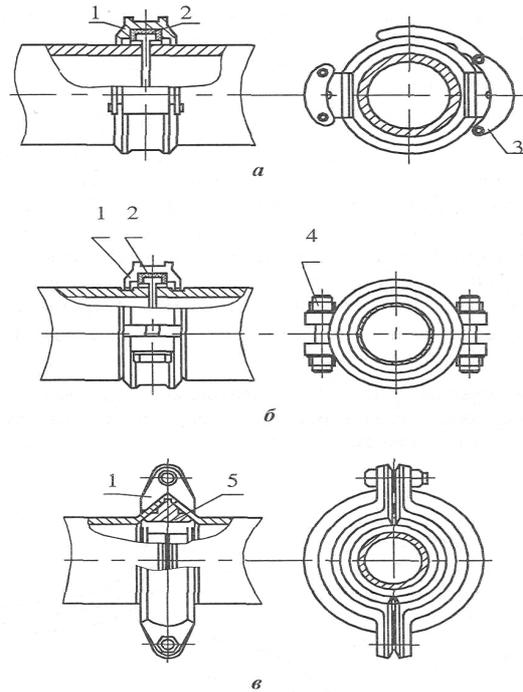


Рис. 7.3. Бугельные соединения трубопроводов: *а* – с эксцентриковым зажимом труб с выступом; *б* – с канавкой; *в* – с оптовым зажимом отбортованных труб; 1 – хомут; 2 – резиновое уплотнение; 3 – эксцентриковый зажим; 4 – болт с гайкой; 5 – внутренний вкладыш

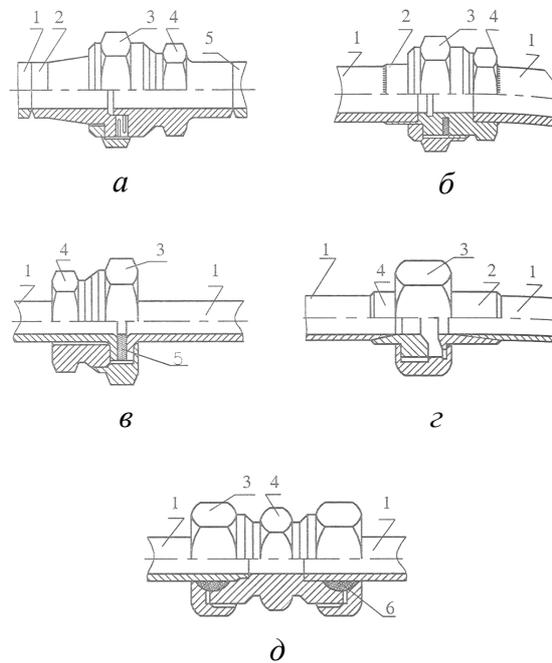


Рис. 7.4. Штуцерные соединения трубопроводов: *а* – приварные встык; *б* – приваренные в раструб; *в* – на отбортованных трубах; *г* – на конической резьбе; *д* – с уплотняющим кольцом; 1 – соединяемые трубы; 2 – ниппель; 3 – накидная гайка; 4 – штуцер; 5 – прокладка; 6 – кольцо

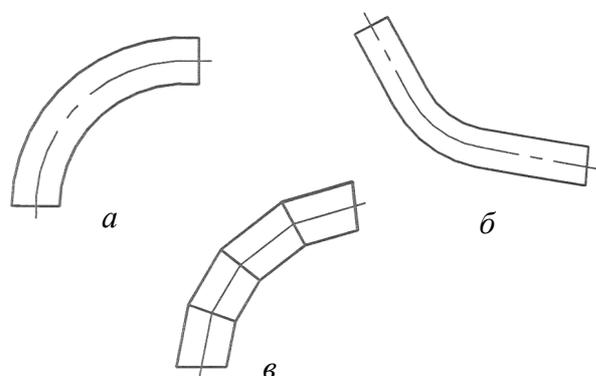
Недостатки фланцевых соединений: большой расход металла, высокая стоимость изготовления, а также меньшая по сравнению с неразъемными сварными соединениями надежность в эксплуатации – при частом изменении температуры или давления транспортируемого вещества возможно ослабление соединения и, как следствие, возникновение утечек.

2.3. Приварные детали трубопроводов

При изготовлении и монтаже стальных технологически трубопроводов используют большое количество приварных деталей, которые предназначены для изменения направления потока транспортируемого вещества (отводы) или диаметра трубопровода (переходы), разветвлений (тройники, ответвления), закрытия свободных концов трубопроводов (заглушки, днища). Основные типы и размеры приварных деталей стандартизованы или нормализованы.

Отводы по способу изготовления и конструкции разделяются на бесшовные крутоизогнутые, гнутые, сварные и штампосварные.

Бесшовные крутоизогнутые отводы (рис. 7.5, а) характеризуются малым радиусом изгиба, равным $(1 - 1,5) D_y$, одинаковой толщиной стенки на выпуклой и вогнутой образующих, небольшими габаритами, поэтому их



применение при монтаже обеспечивает компактное сооружение трубопроводов и оборудования и, как следствие, экономию производственной площади. Такие отводы изготовляют $D_y 40 - 600$ мм на $P_y 10$ МПа.

Гнутые отводы (рис. 7.5, б) изготовляют $D_y 10 - 400$ мм на P_y до 10 МПа из бесшовных и электросварных труб гибкой на трубогибочных станках в холодном и горячем состоянии.

Рис. 7.5. Отводы:
а – бесшовный (или штампованный), крутоизогнутый; б – гнутый; в – сварной

Сварные (секционные) отводы (рис. 7.5, в) изготовляют из бесшовных и электросварных труб $D_y 150 - 1400$ мм путем вырезки отдельных секций и их последующей сборки и сварки. Радиус изгиба сварных отводов обычно небольшой, равный $(1 - 1,5) D_y$. Применяют отводы для трубопроводов на P_y до 6,3 МПа и только в тех случаях, когда отсутствуют круто изогнутые или гнутые отво-

ды. При транспортировке пара и горячей воды сварные отводы применяют только для трубопроводов III и IV категорий.

Штампованные отводы изготавливают D_u 600 – 1 400 мм из листовой стали путем штамповки полуотводов на прессах с последующей сборкой и сваркой двух продольных швов. Такие отводы используют для трубопроводов D_u 600 мм и более вместо сварных секционных.

Ответвления и тройники (рис. 7.6) по конструкции подразделяются на равнопроходные – без уменьшения диаметра ответвления и переходные – с уменьшением диаметра ответвления.

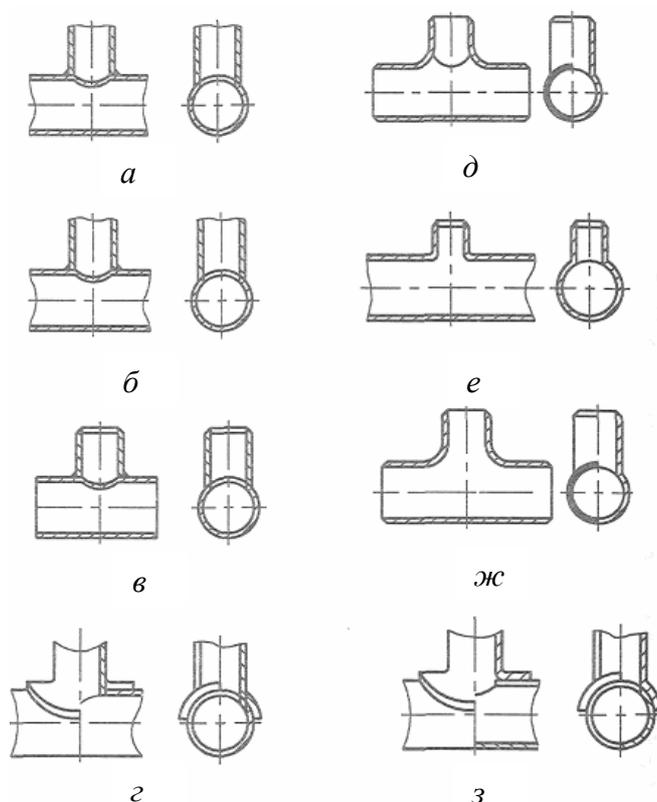


Рис. 7.6. **Ответвления и тройники:** *a* – врезка без укрепляющих элементов; *б* – врезка с усиленным штуцером; *в* – врезка с усиленным корпусом (сварной тройник); *г* – врезка с накладным воротником; *д* – штампованный тройник; *е* – отбортованный в трубе штуцер; *ж* – врезная седловина; *з* – накладная седловина

Разнообразие конструкций ответвлений и тройников вызвано тем, что прочность участка трубопровода в местах образования отверстия резко снижается. В зависимости от запаса прочности трубопровода и соотношения диаметра ответвления и диаметра основной магистрали требуется местное его усиление, что достигается применением укрепляющих элементов.

Равнопроходные сварные ответвления, в которых наблюдается наибольшее снижение прочности трубопровода, получают путем врезки без

укрепляющих элементов. Такие ответвления D_u до 400 мм применяют обычно на P_u до 1,6 МПа.

Переходы по конструкциям подразделяют на концентрические (рис. 7.7, *a*), которые применяют преимущественно для трубопроводов, расположенных вертикально, и эксцентрические (рис. 7.7, *б*) – для трубопроводов, расположенных горизонтально.

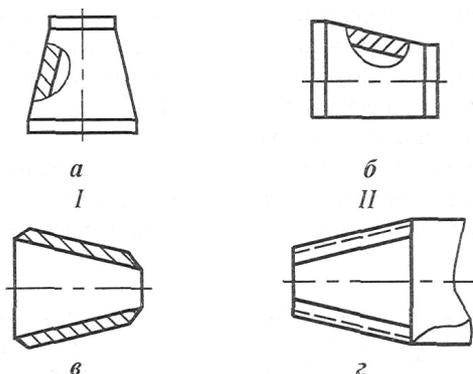
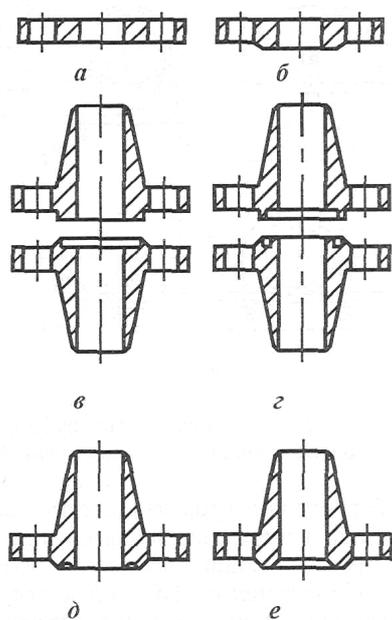


Рис. 7.7. **Переходы:** *I* – бесшовные, *II* – сварные; *a* – концентрический, *б* – эксцентрический, *в* – вальцованный, *г* – лепестковый

Использование эксцентрических переходов позволяет избежать образования «мешков» в трубопроводе, облегчает удаление продукта из трубопровода при его отключении.

Фланцы – наиболее распространенная деталь разъемного соединения трубопроводов, что объясняется простотой конструкции, легкостью сборки

и разборки, простотой изготовления и распространенностью фланцевой трубопроводной арматуры.



Для того чтобы создать необходимую герметичность фланцевого соединения трубопровода, между фланцами устанавливают прокладку, а соприкасающимися уплотнительными поверхностям придают специальную форму. В зависимости от давления и физико-химических свойств транспортируемого вещества предусмотрено шесть типов уплотнительных поверхностей фланцев (рис. 7.8).

Рис. 7.8. **Уплотнительные поверхности фланцев:** *a* – без выступов; *б* – с соединительным выступом; *в* – с выступом и впадиной; *г* – с шипом и пазом; *д* – под прокладку овального сечения; *е* – под линзовую прокладку

Чтобы обеспечить взаимозаменяемость фланцев всех типов, их присоединительные размеры (наружный диаметр, диаметр болтовой окружности, количество и диаметр болтовых отверстий) и размеры уплотнительных поверхностей стандартизованы ГОСТ 12815-80 и приняты одинаковыми при одних и тех же условных давлениях и проходах независимо от конструкции и материала фланца.

2.4. Опоры, подвески и опорные конструкции

Опоры предназначены для крепления горизонтальных и вертикальных стальных трубопроводов к зданиям, сооружениям, оборудованию и другим объектам. По назначению и устройству их подразделяют на неподвижные и подвижные опоры; по способу крепления к трубе – на приварные и хомутовые.

Неподвижные опоры (рис. 7.9) должны жестко удерживать участок трубопровода и не допускать его перемещения относительно поддерживающих конструкций.

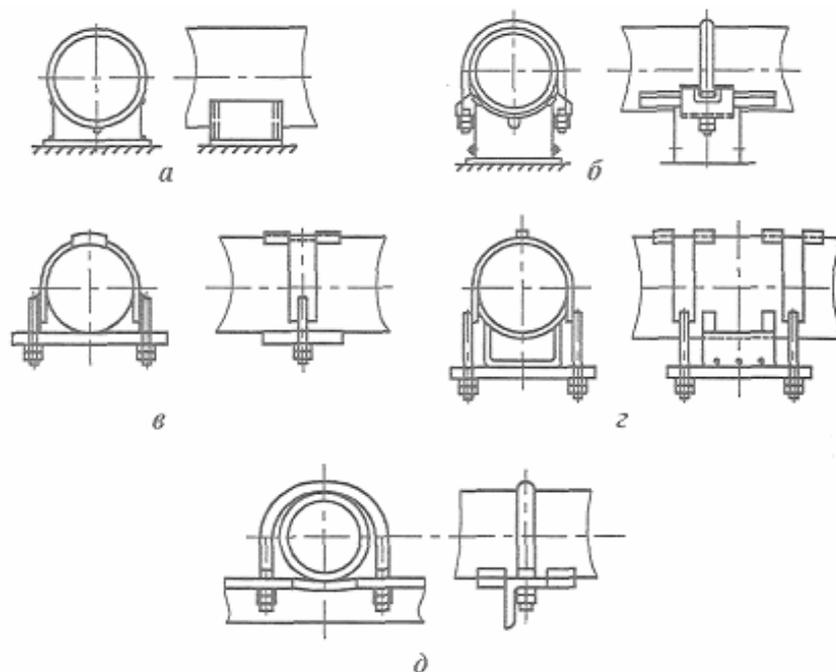


Рис. 7.9. Неподвижные опоры трубопроводов:

a – приварная; *б, в* – однохомотовая; *г* – двуххомотовая; *д* – бескорпусная

Такие опоры воспринимают вертикальные нагрузки от веса трубопровода и продукта, осевые нагрузки от тепловых деформаций трубопровода и сил трения подвижных опор, а также нагрузки от гидравлических

ударов, вибрации и пульсации. Корпуса неподвижных опор приваривают или прикрепляют болтами к несущим конструкциям трубопровода. При использовании хомутовых неподвижных опор, чтобы предотвратить проскальзывание трубы в опоре, к трубе приваривают специальные упоры. В зависимости от осевых сил, воспринимаемых опорой, упоры могут быть выполнены с одним или двумя хомутами или скобами.

Подвижные опоры должны поддерживать трубопровод и обеспечивать свободное его перемещение под влиянием тепловых деформаций. Подвижные опоры подразделяют на скользящие, катковые, управляющие, пружинные, шариковые и другие. Наиболее широко применяют скользящие опоры, которые перемещаются вместе с трубой по поверхности несущих конструкций трубопровода. Чтобы уменьшить трение между пятой опоры и опорной поверхностью, используют катковые (роликовые) опоры, отличающиеся от скользящих наличием катков.

Подвески служат для крепления горизонтальных (рис. 7.10, *а, б*) и вертикальных (рис. 7.10, *в*) линий трубопроводов к конструкциям зданий, сооружений и оборудованию или специальным конструкциям. Длина тяги 4, регулируемая гайками или муфтами, устанавливается проектом, при этом ее рекомендуется принимать от 150 до 2 000 мм с шагом 50 мм.

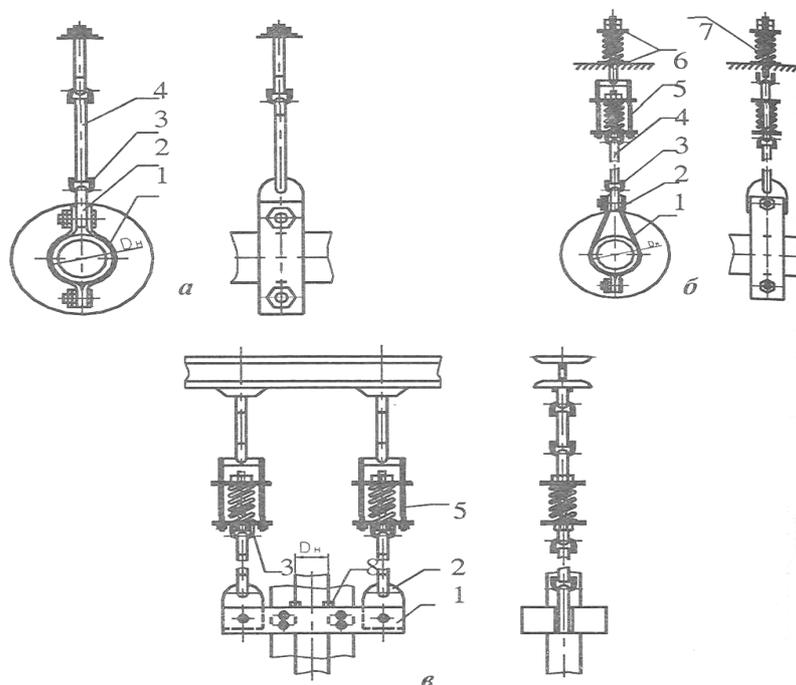


Рис. 7.10. Подвески: *а* – жесткая с одной тягой для горизонтальных трубопроводов, *б* – пружинная с одной тягой для горизонтальных трубопроводов, *в* – пружинная для вертикальных трубопроводов; 1 – хомут, 2 – серьга, 3 – ушко, 4 – тяга, 5 – блок пружин, 6 – диски, 7 – пружина, 8 – упор

2.5. Трубы, детали и соединения трубопроводов из пластмасс

Использование неметаллических материалов для технологических трубопроводов позволяет снизить расход стали и цветных металлов, повысить срок службы трубопроводов, уменьшить расходы на их антикоррозионную защиту и тепловую изоляцию. В последние годы для технологических трубопроводов все шире используют пластмассовые трубы, что обусловлено следующими факторами: высокой коррозионной стойкостью, меньшей, по сравнению с металлическими, массой (в 6 – 8 раз легче), меньшим гидравлическим сопротивлением, благодаря чему их пропускная способность повышается на 25 – 30 %, простотой обработки и соединений, меньшей трудоемкостью и себестоимостью транспортирования и монтажа. Недостаток большинства пластмассовых труб – их сравнительно небольшая теплостойкость и ползучесть под воздействием температуры и длительных постоянных нагрузок.

Пластические массы разделяют на термопластичные (термопласты) и терморезистивные (реактопласты). К термопластам относят такие материалы, которые способны размягчаться при нагревании и затвердевать при охлаждении. Их можно перерабатывать в изделия методами экструзии, формования, прессования и сварки. К реактопластам относят такие материалы, которые при нагревании легко переходят в вязкотекучее состояние, а при продолжительном нагревании – в твердое нерастворимое состояние, после чего не могут больше размягчаться и перерабатываться.

Для изготовления труб и деталей трубопроводов широко применяют термопласты (полиэтилен (ПЭ), поливинилхлорид (ПВХ), полипропилен (ПП), фторопласт) и реактопласты (стеклопластики, фаолит).

2.6. Резинотканевые трубопроводы

Кроме стальных труб применяют рукава резинотканевые и металлические с подвижным швом. На техническую характеристику рукавов (табл. 7.4) влияют условия применения и среда (сорт нефтепродукта), для которой они предназначены.

Напорно-всасывающие маслобензостойкие рукава с закрытой провололочной спиралью используются для перекачки авиационных и автомобильных бензинов, реактивных и дизельных топлив, авиационных и тракторных масел, работающих в интервале температур окружающей среды и перекачиваемого продукта от -45 до $+(60 - 80)$ °С. Эти рукава вы-

держивают без деформаций и отслаивания внутреннего слоя разряжение не менее 530 мм рт. ст.

Эксплуатация рукавов должна производиться в строгом соответствии с техническими данными и инструкциями, разработанными для каждого типа рукавов. Нельзя использовать одни и те же рукава для перекачки нефтепродуктов, агрессивных жидкостей, подачи воздуха или воды.

Таблица 7.4

Техническая характеристика резиноканевых рукавов

Внутренний диаметр, мм	Длина рукава, м	Рабочее давление, МПа	Масса 1 м рукава, кг	Минимальный радиус изгиба, мм	Испытательное давление, МПа	Разрушающее давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7
9	10 и более	0,15 – 2,5	–	–	–	–
12	10 и более	0,15 – 2,5	–	–	–	–
16	10 и более	0,15 – 2,5	–	–	–	–
16	2 – 18	5,0	0,68	160	6,2	15,0
18	10 и более	0,15 – 2,5	–	–	–	–
20	2 – 18	0,35; 1,0	–	250	–	–
25	2 – 18	0,35; 1,0	1,40	250	–	–
25	до 18	0,5	1,70	300	1,0	1,5
25	10 и более	0,15 – 2,5	–	–	–	–
25	до 20	0,6	–	–	1,2	2,4
25	3	4,5	1,31	250	5,6	13,5
32	до 18	0,5	2,10	300	1,0	1,5
32	2 – 18	0,35; 1,0	1,70	300	–	–
32	10 и более	0,15 – 2,0	–	–	–	–
32	3	4,5	1,95	320	5,6	13,5
38	до 18	0,5	2,40	300	1,0	1,5
38	2 – 18	0,35; 1,0	2,00	300	–	–
38	10 и более	0,15 – 2,0	–	–	–	–
38	до 20	0,4	–	–	0,8	1,6
38	3	4,0	2,10	400	5,0	12,0
50	до 18	0,5	3,00	400	1,0	1,5
50	10 и более	0,15 – 2,0	–	–	–	–

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7
50	до 20	0,4	–	–	0,8	1,6
50	38,5	0,85	1,50	–	1,5	2,2
50	3	4,0	2,60	500	5,0	12,0
65	до 18	0,5	5,00	–	1,0	1,5
65	2 – 18	0,35; 1,0	3,50	–	–	–
65	10 и более	0,15 – 1,5	–	–	–	–
65	до 20	0,6	–	–	1,2	2,0
75	9	0,5	4,00	400	1,0	1,5
75	до 18	0,5	4,50	500	1,0	1,5
75	2 – 18	0,35; 1,0	4,00	–	–	–
75	10 и более	0,15 – 0,35	2,00	–	–	–
75	38,5	0,85	–	–	1,5	2,2
75	3	2,5	3,50	700	3,1	7,5
100	9	0,8	6,00	600	1,6	2,4
100	2 – 18	0,35; 1,0	5,40	–	–	–
100	10 и более	0,15 – 0,35	–	–	–	–
100	до 18	1,0	3,30	–	1,2	1,8
100	40	1,0	2,80	–	1,5	3,0
100	3	1,5	4,20	1 000	1,9	4,5
125	2 ÷ 18	0,35; 1,0	7,50	–	–	–
125	10 и более	0,15 – 0,35	–	–	–	–
125	3	1,5	6,00	1 250	1,9	4,5
150	2,4; 8	0,35; 1,0	8,50	–	–	–
150	10 и более	0,15 – 0,35	–	–	–	–
150	до 18	1,0	6,30	–	1,2	1,8
150	3	1,5	8,50	1 500	1,9	4,5
175	2,4; 8	0,35; 1,0	9,80	–	–	–
200	2,4; 8	0,35; 1,0	11,50	–	–	–
200	3	1,5	11,50	2 000	1,9	4,5
225	2,4; 8	0,35; 1,0	13,50	–	–	–
250	2,4; 8	0,35; 1,0	15,30	–	–	–
250	3	1,0	–	2 500	1,3	3,0
275	2,4; 8	0,35; 1,0	17,20	–	–	–
300	2,4; 8	0,35; 1,0	19,20	–	–	–
325	2,4; 8	0,35; 1,0	21,50	–	–	–

Сроки эксплуатации резиноканевых маслобензостойких рукавов зависят от продолжительности их хранения (до начала эксплуатации) и условий дальнейшей эксплуатации (температура окружающей среды и перекачиваемого продукта, вид продукта).

Температурное воздействие – это воздействие от нормативного температурного перепада, определяемого как разницы между максимальной и минимальной возможными температурами стенки труб в процессе эксплуатации и температурой стенок труб в процессе строительства.

При всем этом не рекомендуется хранить и эксплуатировать резиноканевые трубопроводы под непосредственным воздействием солнечных лучей, из-за которых происходит быстрое старение и выход из строя резиноканевых трубопроводов вследствие их разрушения, изменения эксплуатационных свойств, хотя в последнее время появились резиноканевые трубопроводы, в которых существенно снижено влияние солнечных лучей на трубопроводы.

Как показала практика эксплуатации, резиноканевые рукава обладают существенным недостатком: кондиционные топлива даже после непродолжительного их нахождения в рукавах (20 – 30 мин) теряют свои качества вследствие контакта топлив с внутренним резиновым слоем рукава. Происходит вымывание из резины наполнителей, добавляемых в нее для улучшения физико-механических показателей.

3. Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов и компенсаторы

3.1. Классификация и применение арматуры

Трубопроводной арматурой называют устанавливаемые на трубопроводах или оборудовании устройства, которые предназначены для отключения, распределения, регулирования, смешивания или сброса транспортируемых веществ.

По **назначению** арматуру подразделяют:

- на запорную – для отключения потока транспортируемого вещества (вентили, задвижки, краны и поворотные затворы);
- на регулирующую – для регулирования параметров вещества путем изменения его расхода (регулирующие вентили и клапаны, регуляторы давления прямого действия и смесительные клапаны);
- на предохранительную – для предохранения оборудования и трубопроводов от недопустимого повышения давления (предохранительные, пропускные и обратные клапаны, а также разрывные мембраны);
- на функциональную – для выполнения различных функций (конденсатоотводники, смотровые фонари, ловушки и др.).

По **принципу действия** арматура может быть:

- управляемой, рабочий цикл которой выполняется по соответствующим командам в моменты, определяемые рабочими условиями или приборами;
- автономной, рабочий цикл которой совершается рабочей средой без каких-либо посторонних источников энергии (регуляторы давления прямого действия, конденсатоотводчики).

По **способу управления** управляемая арматура подразделяется на арматуру:

- с ручным приводом;
- приводную;
- с дистанционным управлением.

Арматура с ручным приводом управляется вращением маховика или рукоятки, насаженных на шпиндель или ходовую гайку, непосредственно или передающих движение через редуктор.

Приводная арматура снабжена приводом, который установлен непосредственно на ней. Привод может быть электрическим, электромагнитным, с мембранным или электрическим исполнительным механизмом, пневматическим, сильфонным, гидравлическим и пневмогидравлическим. Арматура под дистанционное управление имеет управление от привода, который не устанавливается непосредственно на ней.

В зависимости **от области и условий применения** трубопроводную арматуру разделяют на две группы:

- общетехнического назначения, к которой относят арматуру, устанавливаемую на трубопроводах, по которым транспортируют неагрессивные и малоагрессивные жидкости и газы при рабочих температурах и давлениях (корпусные детали такой арматуры изготавливают из серого и ковкого чугуна, латуни, углеродистой или легированной стали);
- специального назначения для особых условий работы, к которой относят арматуру, устанавливаемую на трубопроводах, транспортирующих продукты с такими свойствами или параметрами, которые требуют применения легированных и высоколегированных сталей, бронзы, чугуна, обладающих высокой коррозионной стойкостью или жаропрочностью, защитных покрытий или неметаллических материалов.

По **способу присоединения** к трубопроводам арматура подразделяется:

- на фланцевую, имеющую присоединительные патрубки с фланцами и применяемую для любых технологических трубопроводов;

- на приварную, имеющую патрубки для сварки с трубопроводом и применяемую для трубопроводов с повышенными требованиями к плотности соединения;
- на муфтовую, имеющую на присоединительных концах внутреннюю резьбу и наружную – цапковую;

Цапковая арматура иногда снабжается накидными гайками под отбортованные трубы. Муфтовую и цапковую арматуру из чугуна применяют для трубопроводов D_u до 100 мм, транспортирующих вещества группы Б, а из стали – для трубопроводов D_u до 40 мм, транспортирующих любые вещества.

Арматуру из стали используют для любых давлений и температур и изготавливают из углеродистой, легированной и высоколегированной сталей, а также с внутренним покрытием коррозионно-стойкими материалами.

Арматуру из чугуна не допускается применять для трубопроводов, подвергаемых вибрации, работающих на растяжение, а также эксплуатируемых при резко переменном температурном режиме.

Арматуру из цветных металлов и сплавов используют только в тех случаях, когда физико-химические свойства транспортируемого вещества не допускают использования арматуры из чугуна или стали.

Трубопроводную арматуру поставляют с заводов-изготовителей, испытанной на прочность и плотность, комплектно с ответными фланцами, прокладками и крепежными деталями.

3.2. Виды, обозначение и отличительная окраска арматуры

3.2.1. Вид арматуры

По способу перемещения запорного или регулирующего органа и его конструкция арматура подразделяется на задвижки, вентили, клапаны, краны и т.д.

У задвижек запорный или регулирующий орган перемещается вдоль уплотнительных поверхностей корпуса перпендикулярно оси потока продукта. Задвижки могут быть полнопроходными и суженными, в последних диаметр отверстия уплотнительных колец меньше диаметра трубопровода.

По форме запорного органа задвижки подразделяются на клиновые и параллельные (рис. 7.11). Преимущества задвижек – малое гидравлическое сопротивление (в 30 – 40 раз меньше, чем у вентиляей). Это достигается тем, что при вращении шпинделя 4 диск 1 или клин 9 полностью выдвигается в верхнюю часть корпуса 2. Задвижки по сравнению с вентилями

имеют меньшие размеры и массу, что позволяет их устанавливать в труднодоступных местах. Задвижками управляют вручную или с помощью электропривода 10, обычно с дистанционным управлением.

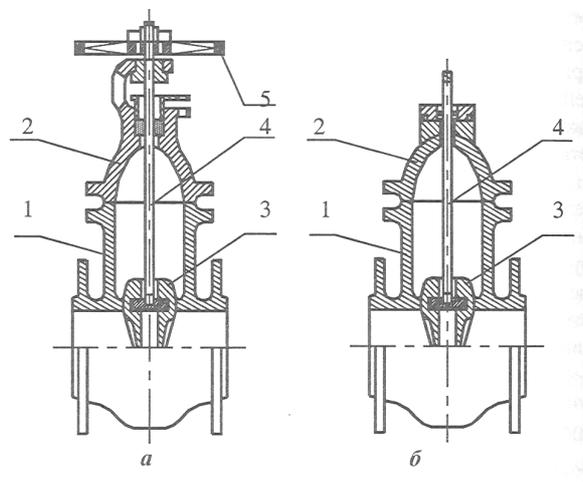


Рис. 7.11. **Задвижки:** *а* – клиновая с выдвижным шпинделем; *б* – клиновая с невыдвижным шпинделем; 1 – корпус; 2 – крышка; 3 – клин (затвор); 4 – шпindelь; 5 – маховик

У вентилей запорный или регулирующий орган перемещается возвратно-поступательно параллельно оси потока транспортируемого вещества (рис. 7.12).

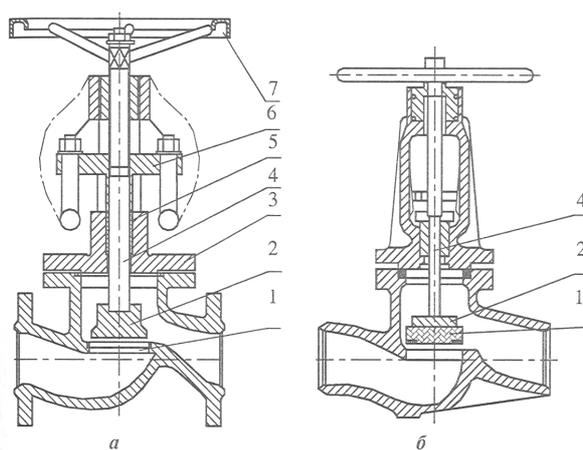


Рис. 7.12. **Запорные вентили:** *а* – ранцевый, тип 15ч14бр; *б* – приварной, тип 15с65бк; 1 – уплотнительная поверхность; 2 – затвор; 3 – крышка; 4 – шпindelь; 5 – уплотнение; 6 – втулка; 7 – маховик

Вентили имеют сальниковое уплотнение 5 шпинделя 4. Затвор 2 соединяется со шпинделем шарнирно и отрывается от седла без скольжения,

благодаря чему исключается повреждение уплотнительных поверхностей 1. В отличие от кранов и задвижек вентили имеют повышенное гидравлическое сопротивление, т.к. потоку рабочей среды приходится менять свое направление. Чтобы уменьшить гидравлическое сопротивление, применяют прямоточные вентили, у которых золотник в открытом положении не мешает проходу рабочей среды.

Клапаны по назначению подразделяются на запорные, регулирующие, предохранительные, обратные, перепускные, отсечные, дыхательные.

Запорные клапаны предназначены для перекрытия потока транспортируемого вещества.

Регулирующие клапаны служат для регулирования давления или количества транспортируемого вещества.

Предохранительные клапаны предназначены для защиты трубопроводов и оборудования от недопустимого давления путем сброса транспортируемого вещества. Они приводятся в действие либо давлением среды на клапан, либо посредством импульса (побудителя) от вспомогательного клапана небольшого диаметра.

Предохранительные клапаны бывают рычажные (рис. 7.13, *а*) и пружинные (рис. 7.13, *б*) – одинарные и двойные. У двойных клапанов два запорных органа (два затвора) размещены в одном корпусе.

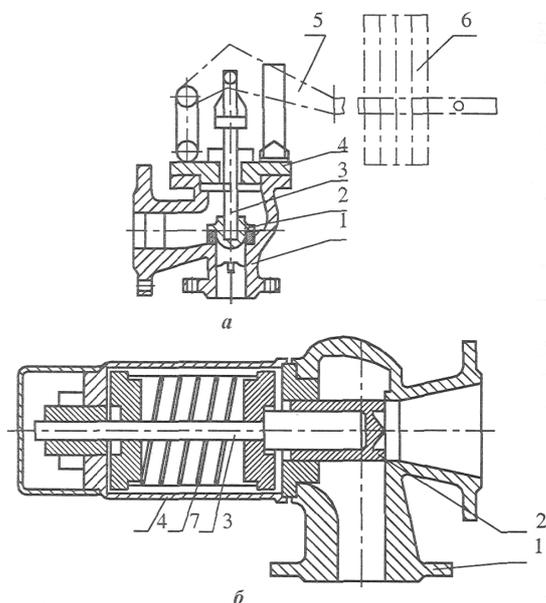


Рис. 7.13. Предохранительные малоподъемные клапаны: *а* – однорычажный фланцевый, тип 17чЗбр; *б* – пружинный фланцевый, тип 17с11нж; 1 – корпус; 2 – затвор; 3 – шпindel; 4 – крышка; 5 – рычаг; 6 – груз; 7 – пружина

Обратные клапаны подъемные (рис. 7.14, *а*) и поворотные (рис. 7.14, *б*) изготавливают D_u от 15 до 1 000 мм на различные давления и температуру. Обратные клапаны в основном устанавливают на трубопроводах для газовых и жидких сред.

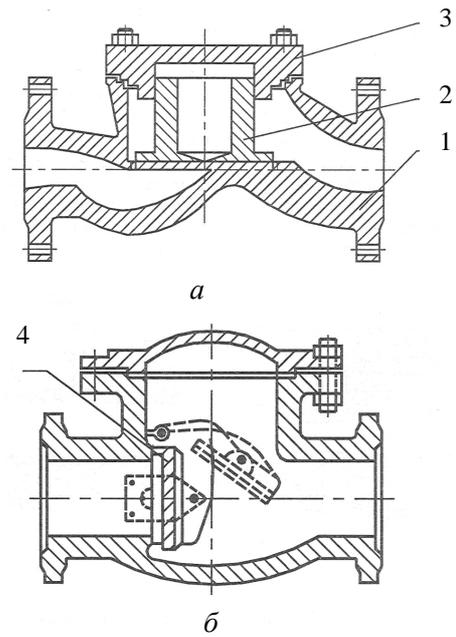


Рис. 7.14. Обратные фланцевые клапаны: *а* – подъемный, тип 1бч3бр; *б* – поворотный, тип 19ч1ббр; 1 – корпус; 2 – подъемный затвор; 3 – крышка; 4 – поворотный затвор

Перепускные клапаны поддерживают давление рабочей среды на требуемом уровне путем перепуска ее через ответвление трубопровода.

Отсечными называются клапаны, предназначенные для быстрого перекрытия потока вещества.

Дыхательные клапаны предназначены для выпуска накопившихся паров или воздуха и предотвращения образования вакуума.

Кранами называется арматура, в которой запорный или регулирующий орган в форме тела вращения или части его поворачивается вокруг своей оси, перпендикулярной оси потока транспортируемого вещества. По конструкции затвора (пробки) краны подразделяются на конусные (рис. 7.15, *а*), шаровые (рис. 7.15, *б*) и цилиндрические.

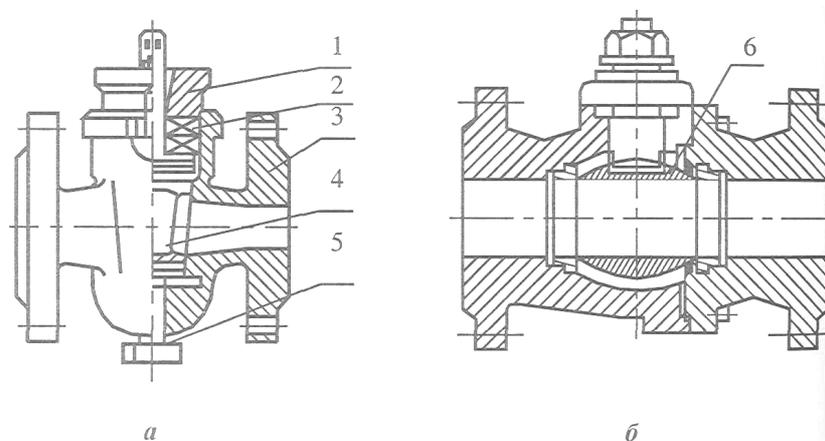


Рис. 7.15. Фланцевые сальниковые краны: *а* – пробковый, тип 11ч8бк; *б* – шаровой, тип 11ч37п; 1 – втулка; 2 – сальник; 3 – корпус; 4 – конусная пробка; 5 – отжимный болт; 6 – шаровая пробка

Шаровые краны, широко применяемые, имеют шаровую пробку б, которая обеспечивает малое гидравлическое сопротивление и высокие эксплуатационные качества. По способу уплотнения затвора краны могут быть натяжные и сальниковые. В натяжных кранах затвор уплотняется подтягиванием гайки, накрученной на нижний конец пробки, которая проходит через дно корпуса; в сальниковых (см. рис. 7.15, а) – подтяжкой сальника 2.

3.2.2. Обозначение и отличительная окраска

Знание условных обозначений и отличительной окраски трубопроводной промышленной арматуры позволяет правильно определить ее тип и материал, условия применения в трубопроводах и тем самым обеспечивает возможность контроля и грамотное выполнение монтажных работ.

В последние годы для технологических трубопроводов все шире используют пластмассовые трубы, что объясняется следующими факторами: высокой коррозионной стойкостью, меньшей, по сравнению с металлическими, массой (в 6 – 8 раз легче), меньшим гидравлическим сопротивлением, благодаря чему их пропускная способность повышается.

Условное обозначение, или шифр, арматуры состоит из цифровых и буквенных знаков, включающих пять элементов, расположенных последовательно.

Например, 30ч925бр.

Первое двузначное число обозначает тип арматуры: кран – 11; запорное устройство указателя уровня – 12; вентиль – 13, 14, 15; обратный подъемный клапан – 16; предохранительный клапан – 17; обратный поворотный клапан – 19; задвижка – 30 и 31; конденсатоотводчик – 45 и т.д.

Первое буквенное обозначение указывает материал корпуса: сталь углеродистая – с; сталь легированная – лс; сталь нержавеющая – нж; чугун серый – ч; чугун ковкий – кч; латунь или бронза – б; пластмассы (кроме винипласта) – п.

Однозначное число указывает привод: механический с червячной передачей – 3; то же, с цилиндрической – 4; то же, с конической – 5; пневматический – 6; гидравлический – 7; электромагнитный – 8; электрический – 9. При отсутствии привода число не ставится.

Следующее двузначное число – конструкция данного вида арматуры (номер модели) по каталогу.

Буквы в конце условного обозначения указывают материал уплотнительных колец (буквенное обозначение): латунь и бронза – бр; нержавеющая сталь – нж; кожа – к; эбонит – э; резина – р; пластмассы (кроме винипласта) – п; без вставных или направленных колец – бк.

В том случае, если арматура имеет внутреннее покрытие, обозначение материала этого покрытия объединяется с обозначением материала уплотнительных колец: гуммирование – гм; эмалирование – эм; футерование пластмассой – п; освинцовывание – св.

Для арматуры с электроприводом во взрывозащищенном исполнении в конце обозначения добавляют букву Б (например, 30ч90ббрБ), а в тропическом исполнении – букву Т (30ч6брТ). В отдельных случаях после букв, обозначающих материал уплотнительных поверхностей, ставят цифру, указывающую на вариант исполнения изделия.

Шифр 15с91бнж1, где 15 – вентиль, с – корпус выполнен из углеродистой стали, 9 – привод электрический, 16 – номер по каталогу, нж – уплотнительные поверхности изготовлены из нержавеющей стали, 1 – вариант исполнения.

Шифр 11б9бк, где 11 – кран, б – корпус выполнен из латуни или бронзы, 9 – номер по каталогу, бк – уплотнительные поверхности изготовлены непосредственно на самом корпусе, т.е. затвор без вставных колец.

Отличительную окраску чугунной и стальной арматуры наносят на необработанные поверхности (корпус, крышку, сальник, кроме приводных устройств). Арматуру из углеродистой стали окрашивают в серый цвет, из легированной – в синий, с корпусом из кислотостойкой и нержавеющей стали – в голубой, из чугуна серого и ковкого – в черный. Арматуру из цветных металлов и пластмасс не окрашивают.

В зависимости от материала уплотнительных деталей затвора используют дополнительную отличительную окраску приводного устройства арматуры (маховика, рычага): если уплотнительное устройство изготовлено из бронзы или латуни – в красный цвет, из нержавеющей стали – в голубой, из алюминия – в алюминиевый, из баббита – в желтый, из кожи и резины – в коричневый. Арматуру, имеющую внутреннее покрытие (кроме диафрагмы) или футерованную, дополнительно окрашивают: эмалированную – в красный, гуммированную – в зеленый, покрытую пластмассой – в синий цвет.

3.3. Компенсаторы

Все трубопроводы при изменении температуры транспортируемого продукта и окружающей среды подвержены температурным деформациям (удлинению, укорочению).

Вследствие теплового удлинения в трубопроводе возникают значительные продольные усилия, которые оказывают давление на конечные за-

крепленные точки (опоры), стремясь сдвинуть их с места. Эти усилия настолько значительны, что могут разрушить опоры 1 (рис. 7.16, *a*), вызвать продольный изгиб трубопровода 2 или привести к нарушению фланцевых и сварных соединений.

Для защиты трубопровода от дополнительных нагрузок, возникающих при изменении температуры, его проектируют и конструктивно выполняют так, чтобы он мог свободно удлиняться при нагревании и укорачиваться при охлаждении без перенапряжения материала и соединительных труб. Способность трубопровода к деформации под действием тепловых удлинений в пределах допускаемых напряжений в материале труб называется **компенсацией тепловых удлинений**.

Способность трубопровода компенсировать тепловые удлинения за счет конфигурации участка линии и упругих свойств металла без специальных устройств, встраиваемых в трубопровод, называется **самокомпенсацией** (рис. 7.16, *б*). Самокомпенсация осуществляется благодаря тому, что в линии трубопровода 2, кроме прямых участков между неподвижными опорами 1, имеются повороты или изгибы (отводы). Расположенный между двумя прямыми участками поворот или отвод обеспечивает компенсацию значительной части удлинения благодаря эластичности конструкции, а оставшая часть компенсируется за счет упругих свойств металла прямого участка трубопровода.

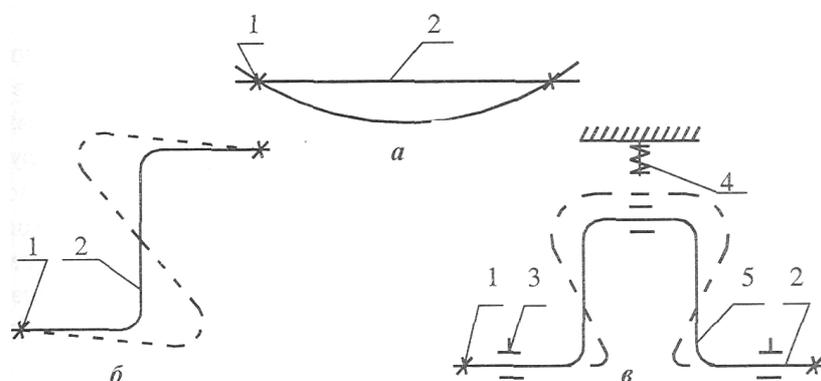


Рис. 7.16. Деформации трубопровода и их компенсация: *a* – трубопровод без компенсатора; *б* – самокомпенсация Z-образного трубопровода; *в* – трубопровода с П-образным компенсатором; 1 – неподвижная опора; 2 – трубопровод; 3 – направляющая опора; 4 – пружинная подвеска; 5 – П-образный компенсатор

В зависимости от конструкции, принципа работы компенсаторы делятся на П-образные, линзовые, волнистые и сальниковые.

П-образные компенсаторы, обладающие большой компенсирующей способностью (до 700 мм), широко применяют при надземной прокладке

технологических трубопроводов независимо от их диаметра. Преимущества таких компенсаторов – простота изготовления и удобство эксплуатации; недостатки – повышенное гидравлическое сопротивление, большой расход труб, значительные размеры и необходимость сооружения дополнительных опорных конструкций.

П-образные компенсаторы изготавливают с применением гнутых (рис. 7.17, *а*), крутоизогнутых (рис. 7.17, *б*) и сварных (рис. 7.17, *в*) отводов. П-образные компенсаторы в зависимости от соотношения прямого участка спинки P и прямого участка имеют различную компенсирующую способность.

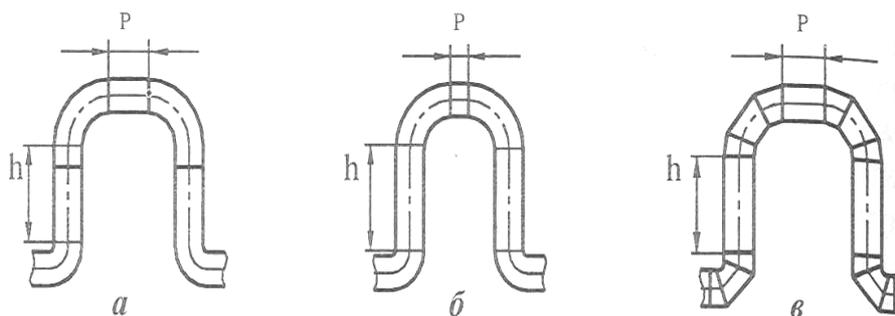


Рис. 7.17. П-образные компенсаторы с отводами:
а – гнутыми; *б* – крутоизогнутыми; *в* – сварными

Линзовые компенсаторы (рис. 7.18, *а*) состоят из нескольких последовательно включенных в трубопровод линз. Линза сварной конструкции состоит из двух тонкостенных стальных штампованных полулинз 1 и благодаря своей форме легко сжимается. Компенсирующая способность каждой линзы сравнительно небольшая (5 – 8 мм). Число линз компенсатора выбирают в зависимости от его необходимой компенсирующей способности. Чаще всего применяют компенсаторы, состоящие из трех или четырех линз. Чтобы уменьшить сопротивление движению рабочей среды, внутри компенсатора помещают стаканы 3 (рис. 7.18, *б*).

Компенсаторы со стаканами используют на прямых участках трубопроводов для восприятия только осевых нагрузок, а компенсаторы без стаканов – в тех случаях, когда они работают в качестве шарниров. На горизонтальных участках трубопроводов компенсаторы устанавливают с дренажными штуцерами 2, которые вваривают в нижних точках каждой линзы. Для восприятия распорных усилий, возникающих в трубопроводах, приваривают стяжки 5 (рис. 7.18, *в*).

Линзовые компенсаторы применяют на P_v до 2,5 МПа для трубопроводов D_u от 100 до 1 600 мм, транспортирующих неагрессивные и малоагр-

рессивные вещества. К трубопроводам линзовые компенсаторы присоединяют на сварке или на фланцах. Преимущества линзовых компенсаторов по сравнению с П-образными – небольшие размеры и масса; недостатки – небольшие допускаемые давления, малая компенсирующая способность и большие распорные усилия, передаваемые на неподвижные опоры.

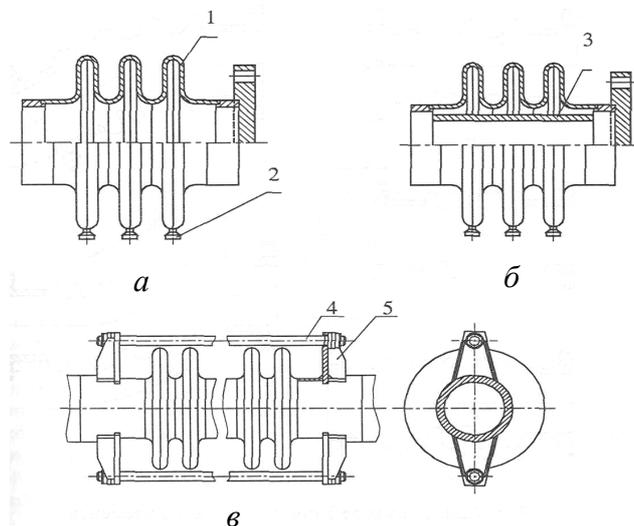


Рис. 7.18. Линзовые компенсаторы: *a* – трехлинзовый без стакана; *б* – трехлинзовый со стаканом; *в* – двоянный со стяжкой; 1 – полулинза; 2 – штуцер; 3 – стакан; 4 – тяга; 5 – стяжка

Волнистые компенсаторы – наиболее совершенные устройства, обладающие большой компенсирующей способностью и небольшими габаритами. Основная отличительная особенность волнистых компенсаторов по сравнению с линзовыми – гибкий элемент, представляющий собой эластичную и прочную гофрированную оболочку. Гибкий элемент в зависимости от направления нагрузки, прикладываемой к его концам, получает деформации различного характера (рис. 7.19): сжатие, растяжение, изгиб, смещение оси.

В зависимости от назначения и условий эксплуатации волнистые компенсаторы изготавливают различных типов: осевые, угловые, шарнирные и т.д. Компенсаторам каждого основного типа соответствует определенный характер деформации гибкого элемента. Гибкий элемент осевых компенсаторов работает на сжатие и растяжение вдоль продольной оси на величину $\Delta/2$ по отношению к его начальному положению.

Волнистые компенсаторы предназначены для работы при температуре от -70 до $+700$ °С на P_V до 6,3 МПа. Применение волнистых компенсаторов вместо П-образных сокращает расход труб и тепловой изоляции, на 15 – 25 % снижает гидравлическое сопротивление и уменьшает количе-

ство опор и опорных конструкций, поддерживающих трубопровод. По сравнению с линзовыми компенсаторами волнистые имеют более широкий диапазон допускаемых давлений, большую компенсирующую способность и значительно меньшие продольные усилия, передаваемые на неподвижные опоры.

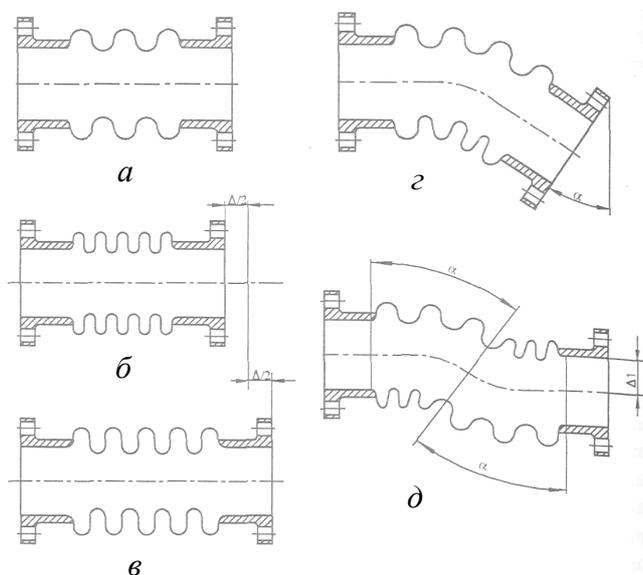


Рис. 7.19. Схемы деформации гибкого элемента волнистого компенсатора: а – начальное положение; б – сжатие по продольной оси; в – растяжение по продольной оси; г – изгиб под углом; д – смещение продольной оси при параллельности плоскостей

Сальниковые компенсаторы (рис. 7.20) представляют собой трубу 1, вставленную в корпус 4. В зазоре между ними установлено уплотнительное кольцо 3 с грундбуксой 2. По конструкции сальниковые компенсаторы подразделяют на одно- и двусторонние. Компенсаторы соединяются с трубопроводом на сварке или на фланцах. Сальниковые компенсаторы изготовляют на P_y до 1,6 МПа, температуру до 300 °С и D_y от 100 до 1 000 мм.

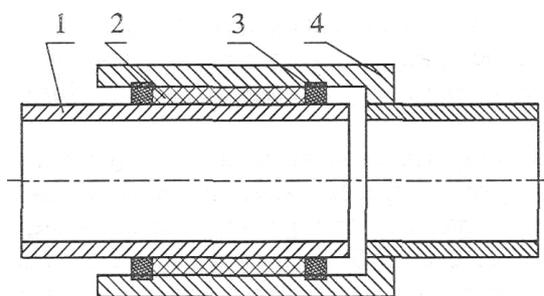


Рис. 7.20. Сальниковый компенсатор: 1 – труба; 2 – грундбукса; 3 – уплотнительное кольцо; 4 – корпус компенсатора

Сальниковые компенсаторы отличаются высокой компенсирующей способностью, небольшими размерами. Однако из-за трудности герметизации сальниковых уплотнений в технологических трубопроводах их применяют редко, а для трубопроводов горючих, токсичных и сжиженных газов их использование не допускается. Основные недостатки сальниковых компенсаторов – необходимость систематического наблюдения и ухода за ними в процессе эксплуатации, сравнительно быстрый износ сальниковой набивки и, как следствие, отсутствие надежной герметичности.

3.4. Контроль качества сварных соединений

Качество сварных швов трубопроводов проверяют путем систематического пооперационного контроля, внешнего осмотра и измерения, неразрушающих методов контроля; испытаний механических свойств образцов пробных стыков и металлографических исследований. Результаты контроля сварных соединений фиксируют в соответствующих документах.

Пооперационный контроль включает: проверку состояния и качества подлежащих сварке труб, деталей к элементам трубопроводов, арматуру и сварочных материалов, а также проверку правильности подготовки кромок и чистоты их поверхностей; контроль качества сборки стыков под сварку, смещений кромок, зазоров и величины несоосности; контроль технологии и параметров режима в процессе сварки.

Внешнему осмотру и измерению подлежат все сварные стыки для выявления возможных дефектов: трещин, выходящих на поверхность шва или основного металла в зоне термического влияния; наплывов и подрезов в зоне перехода от основного металла к сплавленному; прожогов и кратеров; неравномерности усиления сварного шва по ширине и высоте, его отклонения от оси (перекосов); непроваров в случаях, если сварное соединение можно осмотреть изнутри трубопровода; несоответствия геометрических размеров швов требованиям чертежей, проекта и ГОСТов.

Внешний вид сварных швов, выполненных дуговой сваркой, должен удовлетворять следующим требованиям. Поверхность швов должна быть слегка выпуклой и гладкой (при ручной сварке – мелкочешуйчатой); ноздреватость, пористость, грубая чешуйчатость не допускаются. Переход от наплавленного металла к основному должен быть плавным. Швы не должны иметь трещин, прожогов, кратеров и подрезов глубиной более 0,5 мм.

К неразрушающим методам контроля, с помощью которых выявляют в сварных соединениях возможные наружные, не доступные для внешнего

осмотра, и внутренние дефекты (трещины, непровары, поры, шлаковые включения и др.), относят радиографический (с применением рентгеновских и электрографических аппаратов, гамма-дефектоскопов) и ультразвуковой (с использованием ультразвуковых дефектоскопов УДМ-3, ДУК-66П, УД-10М, УД-24, УД-20УА и «ЭХО»).

В качестве рентгеновских аппаратов непрерывного действия применяют РУП-120-5-1, РАП-150-7, РАП-150-03, РАП-160-6П, РУП-200-5-2, РАП-150/300 и РУП-400-5/1, импульсных – МИРА-1Д, МИРА-2Д и МИРА-3Д. Для гаммаграфирования используют радиоизотопные источники и гамма-дефектоскопы: «Гаммарид-192/40Т», «Гаммарид-170/400» и «Стапель-5М». Из электрорадиографических аппаратов наибольшее применение нашли ЭРГА-ПС, ЭРЕНГ, ЭРГА-П2 и АРЕКС-2.

4. Монтаж стальных межцеховых трубопроводов общего назначения

4.1. Способы прокладки межцеховых трубопроводов

Межцеховые трубопроводы прокладывают надземным или подземным способом. Способ прокладки определяется проектной организацией. В пределах границы промышленного предприятия прокладку межцеховых трубопроводов и паропроводов проектируют преимущественно над землей.

Надземным способом межцеховые трубопроводы прокладывают, как правило, на эстакадах (рис. 7.21, *а*); отдельно стоящих стойках; балочных одноярусных эстакадах (рис. 7.21, *б*), в которых трубопроводы прокладывают по поперечным траверсам; опирающимся на балки; багорных двухъярусных (рис. 7.21, *в*), в которых трубопроводы прокладывают по поперечным траверсам, опирающимся на балки или стойки эстакады; многоярусных с пролетными строениями ферменного типа (рис. 7.21, *г*), а также на низких опорах, шпалах и др.

Для обеспечения свободного проезда внутривозовского транспорта и беспрепятственного прохода людей минимальная высота до низа трубопроводов или пролетных строений высоких эстакад на территории предприятия должно быть (м): над внутривозовскими железнодорожными путями (от головки рельсов) – 5,5; над автомобильными дорогами и проездами – 4,5 и над пешеходными проходами – 2,5.

Высоту от уровня земли до низа труб (или поверхности их изоляции), прокладываемых на низких опорах, принимают с учетом возможности производства ремонтных работ, но не менее: при ширине группы труб до 1,5 м – 0,35 м; при ширине 1,5 м и более – 0,5 м.

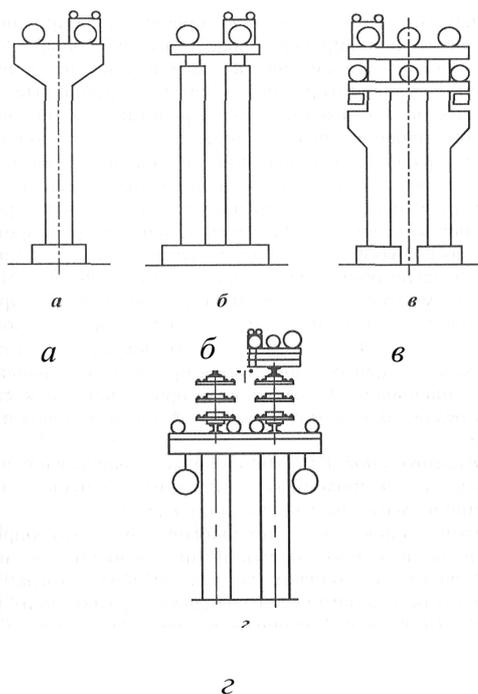


Рис. 7.21. Типы эстакад межцеховых трубопроводов: *a* – отдельно стоящая стойка; *б* – балочная одноярусная; *в* – балочная двухярусная; *г* – многоярусная

Для того чтобы использовать несущую способность трубопроводов, прокладываемых на стойках, к ним крепят трубопроводы меньших диаметров (с обязательной проверкой расчетом труб большего диаметра на допускаемый прогиб). Такой способ закрепления не допускается на трубопроводах: транспортирующих высокоагрессивные, ядовитые, токсичные вещества и сжиженные газы; работающих под давлением от 6,3 МПа и более; транспортирующих вещества температурой выше 300 °С.

При многоярусном расположении трубопроводов на верхнем ярусе эстакад или опор размещают трубопроводы больших диаметров, транспортирующие горючие и инертные газы, а также пар. Трубопроводы, транспортирующие кислоты, – ниже всех остальных трубопроводов.

Межцеховые трубопроводы прокладывают в открытых лотках и укладывают на железобетонные шпалы по дну в один ряд. Чтобы можно было выполнять монтажные и ремонтные работы, лотки прокладывают вдоль внутризаводской дороги с одной или двух сторон. Основные дороги приподнимают на 0,7 – 0,8 м над уровнем земли, что позволяет при пересечении лотков с другими дорогами и проходами устраивать проезды и переходные площадки. Такой способ прокладки снижает стоимость монтажных и ремонтных работ и улучшает условия эксплуатации трубопроводов.

При подземном способе трубопроводы прокладывают в проходных, полупроходных и непроходных подземных каналах (рис. 7.22) или непосредственно в грунте (бесканальная прокладка).

Подземную прокладку технологических трубопроводов на территории промышленных предприятий, особенно в непроходных подземных ка-

налах, выполняют в тех случаях, когда сооружение надземных эстакад экономически нецелесообразно или практически неосуществимо. Подземная бесканальная прокладка, а также прокладка в подземных непроходных каналах трубопроводов для горючих и сжиженных газов не разрешается. Бесканальную прокладку применяют в основном для одиночных трубопроводов, транспортирующих вещества температурой не более 150 °С, и в благоприятных грунтовых условиях.

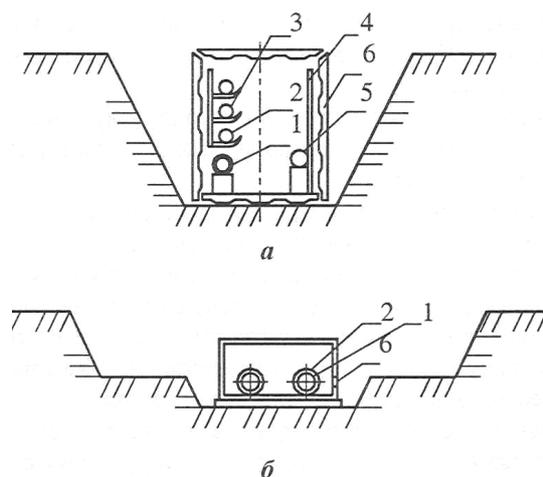


Рис. 7.22. Подземная прокладка трубопроводов в каналах: *а* – проходном; *б* – непроходном; 1 – подающая теплосеть; 2 – обратная теплосеть; 3 – трубопроводы горячего водоснабжения; 4 – электрокабель; 5 – водопровод; 6 – сборные железобетонные конструкции

Подземные трубопроводы укладывают непосредственно в грунт обычно на глубину, несколько превышающую глубину промерзания грунта, но не менее чем на 0,6 м от верха трубы до планировочной отметка.

При пересечениях с внутризаводскими железнодорожными путями, автомобильными дорогами и проездами подземные трубопроводы прокладывают в защитных патронах (футлярах) из стальных труб большого диаметра. При таких пересечениях глубина заложения подземных трубопроводов от подошвы шпалы или поверхности дорожного покрытия до верха защитного патрона трубопровода должна быть не менее 1 м. При выборе пересечения следует пользоваться методом оптимального проектирования.

4.2. Монтаж надземных трубопроводов

Надземные трубопроводы монтируют укрупненными блоками или секциями. Монтаж межцеховых трубопроводов отдельными трубами допускается только в тех случаях, когда из-за стесненных условий прокладка секциями становится невозможной.

По виду укрупнения блоки могут быть из строительных конструкций, трубопроводные и комбинированные.

Блоки из строительных конструкций используют при возведении сборных железобетонных и металлических эстакад балочного и ферменного типов. В их состав входят балки, траверсы, переходные мостики и их ограждения, фермы, элементы связей.

В состав трубопроводных блоков могут входить: прямые участки трубопроводов, состоящие из одной или нескольких секций (в пределах температурного блока), спутники (П-образные, линзовые или сальниковые компенсаторы) и теплоизоляция.

Комбинированный блок – это собранное пролетное строение эстакады с установленными и закрепленными трубопроводными блоками.

Выбор вида блока и степени его укрупнения определяется ППР в зависимости от конструктивных решений эстакад, количества и расположения трубопроводов, их диаметров, наличия грузоподъемных механизмов и транспортных средств, а также местных условий производства работ. Обычно монтаж ведут трубопроводными и комбинированными блоками.

Укрупнительную сборку блоков производят на сборочных площадках – перемещаемых или стационарных, которые располагают в зоне действия монтажного крана.

Трубопроводные блоки собирают в следующей последовательности: грузят, транспортируют и разгружают арматуру, детали, узлы и секции; устанавливают стеллажи или стенды; подготавливают кромки секций под сварку; строят секции, поднимают и укладывают их на стеллажи; собирают и сваривают стыки, контролируют качество сварных соединений; размечают места установки опор и закрепляют опоры; контролируют качество, маркируют и принимают блоки.

4.3. Монтаж подземных трубопроводов

4.3.1. Бесканальная прокладка в траншеях

При бесканальной прокладке трубопроводы монтируют укрупненными секциями и плетями. При бесканальном способе обязательна предварительная гидроизоляция трубопроводов до укладки их в траншею.

Изолированные трубопроводы укладывают на деревянные брусья-лежки или валики вынутаго грунта. Это необходимо для удобства захвата трубопровода монтажными полотнищами при укладке в траншею, для выполнения сборочных и сварочных работ, а также для контроля качества

изоляции. Перед укладкой трубопровода проверяют соответствие размеров траншеи и отметок проектным. Дно траншеи после рытья должно быть спланировано так, чтобы трубопровод на всем протяжении имел заданный проектом уклон и лежал на грунте без провисания (провисание создает дополнительные напряжения в стенках труб).

При укладке трубопровода, покрытого антикоррозионной изоляцией, необходимо принимать меры, предупреждающие нарушение целостности изоляционного покрытия. Для этого при подъеме применяют инвентарные мягкие полотенца, состоящие из стального каната с внутренней защитной оболочкой из прочного белтинга или прорезиненной ткани.

В летнее время центрирование и сверку монтажных стыков, укладку и засыпку трубопроводов следует производить в самое прохладное время суток (утром), т.к. при укладке в жаркое время трубопровод удлинится и будет защемлен засыпанным грунтом. В дальнейшем при охлаждении металла труб, особенно в зимнее время, в сварных стыках возникнут значительные растягивающие напряжения.

В зимнее время трубы укладывают в траншею сразу же после подчистки дна траншеи и засыпают талым грунтом на глубину не менее 30 – 50 см над верхом трубы.

Секции трубопровода опускают на дно траншеи плавно, без рывков и ударов о стенки и дно траншеи.

После укладки в траншею трубопровод на всем протяжении должен опираться на нетронутый или плотно утрамбованный грунт. Траншею засыпают в два приема. Сначала присыпают, подбивают пазухи трубопровода и частично засыпают траншею на высоту 0,25 – 0,3 м над верхом труб, оставляя свободными сварные стыки. Затем трубопровод подвергают гидравлическому испытанию, на которое составляют акт. После испытания траншею засыпают окончательно.

4.3.2. Прокладка трубопроводов в каналах

Трубопроводы прокладывают в каналах на бетонных подушках с применением металлических приварных или хомутовых опор. Свободное расстояние от дна канала до низа трубы или тепловой изоляции должно быть не менее 100 мм независимо от диаметра трубы.

Обычно трубопроводы монтируют при открытом канале. Опоры, устанавливаемые на дне каналов, закрепляют так, чтобы они не препятствовали свободному стоку воды.

При укладке в каналах работы по окончательному закреплению трубопроводов в каждом температурном блоке ведут от неподвижных опор.

Секции трубопроводов, укладываемых в каналах, необходимо до укладки в проектное положение изолировать, оставляя свободными сварные стыки, которые изолируют после испытаний. Опоры крепят к секциям заранее, до монтажа, по снятой с натуры схеме расстановки опор, а также до их теплоизоляции. Такой способ снижает трудоемкость монтажа и теплоизоляционных работ и повышает их качество.

4.3.3. Прокладка трубопроводов в футлярах

На пересечениях с внутренними железнодорожными путями, автомобильными дорогами и проездами подземные трубопроводы укладывают в футляры из стальных труб большого диаметра, концы которых должны выступать на 2 м в каждую сторону от крайнего рельса или от края проезжей части автомобильной дороги. Концы футляров уплотняют просмоленной прядью и заливают битумом. Внутренние диаметры футляров обычно на 100 – 200 мм больше наружных диаметров прокладываемых в них трубопроводов.

Футляр воспринимает давление грунта и подвижных нагрузок от работы транспорта. Футляры укладывают двумя способами: без нарушения нормальной работы транспорта (бестраншейный или закрытый) и с прекращением движения транспорта (открытый). Применение того или иного способа прокладки трубопровода зависит от категории дорог и путей.

Сооружение перехода трубопровода как открытым, так и закрытым (бестраншейным) способом состоит из следующих операций: разработки грунта, установки защитного футляра внутри разработанного грунта (одновременно с его разработкой или после), протаскивания через футляр изолированного трубопровода с установкой его на опоры, засыпки трубопровода и восстановления участка пересекаемой дороги. Сооружение перехода оформляют актом.

4.4. Монтаж компенсаторов

Перед установкой компенсаторов в проектное положение их контролируют внешним осмотром. Как правило, все компенсаторы перед окончательным присоединением к трубопроводу должны быть предварительно растянуты или сжаты на величину, указанную в проекте, и установлены на трубопроводы вместе с распорным (или сжимающим) приспособлением, которое снимают лишь после окончательного закрепления трубопроводов на неподвижных опорах. Растяжку применяют для «горячих» линий трубопровода, а сжатие – для «холодных».

При монтаже трубопроводов широко применяют П-образные, линзовые, волнистые и сальниковые компенсаторы.

П-образные компенсаторы, как правило, устанавливают в горизонтальном положении и, как исключение, вертикально или наклонно. При установке таких компенсаторов вертикально или наклонно в нижних точках с обеих сторон компенсатора размещают дренажные штуцера для отвода конденсата, а в верхней части – воздухоотводчики.

Для обеспечения нормальной работы компенсатор устанавливают не менее, чем на трех подвижных опорах, а обе стороны трубопровода закрепляют на неподвижных опорах.

Линзовые компенсаторы устанавливают на трубах, узлах или блоках до подъема в проектное положение. Собранный узел или блок с линзовыми компенсаторами необходимо на время транспортирования, подъема и установки предохранять от деформаций и повреждений. Для этого применяют дополнительные жесткости на компенсаторах. После установки узлов на опоры и крепления временные жесткости удаляют. Линзовые компенсаторы при монтаже растягивают на половину их компенсирующей способности после их сварки или окончательного соединения на фланцах с трубопроводом.

Волнистые компенсаторы перед установкой осматривают, расконсервируют и проверяют соответствие температурного изменения участка трубопровода проекту, а для угловых компенсаторов проверяют также величину изгиба. Гибкие элементы компенсаторов необходимо защищать от резких механических нагрузок, от скручивающих нагрузок и от попадания искр при сварке.

Последовательность монтажа волнистых осевых компенсаторов зависит от наличия в их конструкции приспособлений для предварительной растяжки. Для обеспечения надежной работы компенсатора направляющие и неподвижные опоры устанавливают так, чтобы соосность патрубков или фланцев компенсатора составляла 2 мм, а взаимное отклонение осей патрубков компенсатора – не более 1 мм на каждые 200 мм монтажной длины компенсатора.

При монтаже вертикальных участков трубопроводов с волнистыми и линзовыми компенсаторами (для того, чтобы исключить возможность их сжатия (растяжения) под действием силы тяжести) на период монтажа на трубопроводе закрепляют поддерживающие скобы.

Сальниковые компенсаторы необходимо устанавливать строго по оси трубопровода без перекоса, величина растяжки их задается по проекту и определяется рисками, нанесенными на стакане и корпусе компенсатора.

4.5. Монтаж трубопроводов с обогревом

Трубопроводы с обогревом применяют при транспортировании легкозастывающих или выпадающих из растворов в виде кристаллов продуктов (например, расплавленные сера и нафталин), а также для поддержания заданной температуры продукта.

Для обогрева технологических трубопроводов в качестве теплоносителя используют горячую воду от системы теплофикации или пар от технологических паропроводов низкого давления.

Если к обогреву предъявляются специальные требования, то применяют и другие теплоносители, например, антифризы или масло.

В зависимости от интенсивности обогрева технологических трубопроводов существуют два способа обогрева – внешний и внутренний. Для внешнего обогрева применяют трубопроводы с рубашкой или со спутником. При внутреннем обогреве паропровод представляет собой прямую трубу или змеевик, размещенный внутри технологического трубопровода. Такой способ обогрева применяют редко, т.к. в этом случае затрудняется очистка трубопровода.

Способ обогрева и его конструктивное решение устанавливаются проектом на основании соответствующих тепловых расчетов и технологических требований.

Трубопроводы с рубашкой используются только при необходимости интенсивного обогрева или точного регулирования температуры.

Трубопровод с рубашкой (рис. 7.23) состоит из двух труб разного диаметра, а часто и разного материала, одна из которых вставлена в другую. Пар для обогрева подают в наружный корпус рубашки 2, а по внутреннему трубопроводу 3 транспортируется продукт.

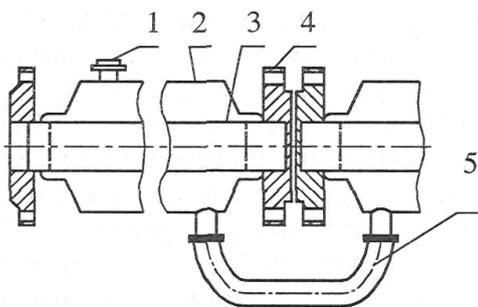


Рис. 7.23. Схема участка трубопровода с рубашкой: 1 – штуцер; 2 – рубашка; 3 – обогреваемый трубопровод; 4 – фланец плоский приварной; 5 – обводная труба

пускают пар и отводят конденсат через штуцер 1. В местах фланцевых соединений трубопроводов рубашки соединяют обводными трубами 5.

Трубопровод с рубашкой выполняют из коротких отрезков труб с фланцами на концах (рис. 7.24). Концы корпуса, образующего рубашку 2, подкатывают и приваривают к основным трубам около фланцевых соединений 3.

Равномерность обогрева транспортируемого продукта в значительной степени зависит от качества центрирования труб. Гнутье труб с рубашкой производят на станках с нагревом токами высокой частоты или в холодном состоянии. При совместном изгибе в холодном состоянии трубы вставляют одна в другую, наполняют межтрубное пространство песком или канифолью. Иногда, чтобы сохранить в месте изгиба постоянный зазор, на внутреннюю трубу приваривают центровочные перфорированные кольца (в 3 – 4 местах).

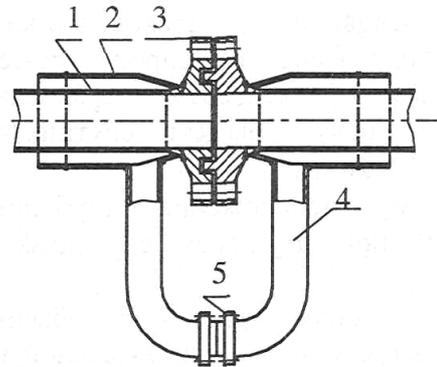


Рис. 7.24. Узел фланцевого соединения трубопровода с рубашкой: 1 – обогреваемый трубопровод; 2 – рубашка; 3 – фланцевое соединение; 4 – обводная труба; 5 – фланцевое соединение обводной трубы

При прокладке трубопроводов из нержавеющей стали, трубопроводов высокого давления и в других случаях, когда приварка рубашки к обогреваемой трубе не допускается, необходимое уплотнение достигается с помощью сальников. Вместо рубашки для обогрева можно использовать электронагревательные элементы в виде эластичных лент, которые спиралью наматываются на трубопровод.

При монтаже обводные трубки на горизонтальных участках трубопроводов помещают строго горизонтально, чтобы не образовались мешки. На трубопроводах с уклоном участки обводных трубок, присоединяемые к штуцерам рубашек, располагают горизонтально, а уклон средней части – в соответствии с уклоном трубопровода. При сборке фланцевых соединений обводных трубок нельзя допускать принудительного натяга и перенапряжения в штуцерах.

При укладке трубопроводов на неподвижные опоры к ним крепят основную (обогреваемую) трубу, а в рубашке в этих местах делают разрывы с обводными трубками. Крепить рубашки к неподвижным опорам не следует.

Трубопроводы со спутниками выполняют в виде трубы, которую прокладывают рядом с основным обогреваемым трубопроводом. Спутники по конструкции бывают одиночные, состоящие из двух или трех труб, в виде спирали, навитой на основной трубопровод, и в виде двухканальной трубы специального профиля. Наиболее широко применяют одиночные трубы-спутники, которые размещают параллельно основному трубопроводу снизу или сбоку. Диаметр спутников, определяемый тепловым расчетом, равен 20 – 50 мм.

При горизонтальном расположении трубопровода спутники устанавливают под ним (при двух – трех спутниках – симметрично вертикальной оси).

Трубопроводы со спутником (рис. 7.25) обычно закрепляют к основному трубопроводу на хомутах 3 или вязальной проволокой через каждые 0,4 – 0,5 м. При этом труба-спутник 4 должна плотно прилегать к основному трубопроводу. В местах установки арматуры и фланцев 2 трубу-спутник изгибают и делают компенсатор 5 с фланцевым разъемом, чтобы можно было разбирать и ремонтировать соединение. Неподвижные крепления трубопроводов для спутников необходимо выполнять на общей опоре с основным трубопроводом.

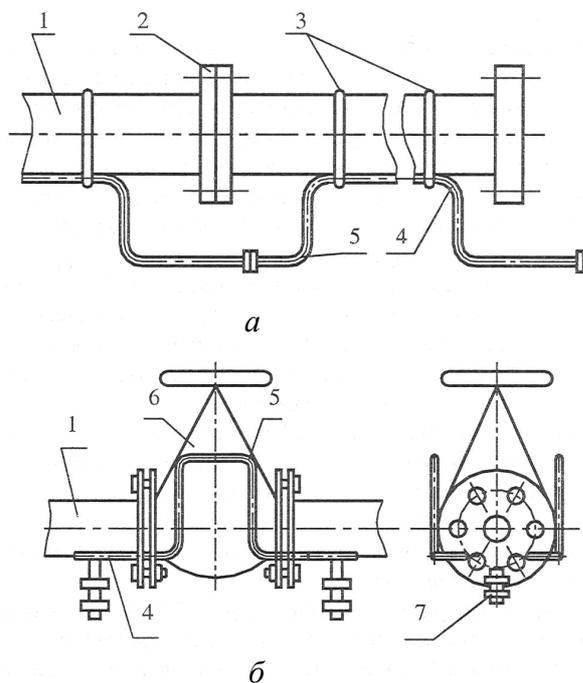


Рис. 7.25. Схема участка трубопровода со спутником: *а* – на горизонтальных участках трубопровода; *б* – в месте установки арматуры; 1 – обогреваемый трубопровод; 2 – фланец; 3 – хомуты; 4 – труба-спутник; 5 – компенсатор спутника; 6 – арматура; 7 – спуск конденсата

Крепление обогревающих спутников к опорам и обогреваемому трубопроводу должно обеспечивать свободную дополнительную компенсацию тепловых удлинений спутника. В необходимых случаях на обогревающих спутниках предусматривают дополнительные компенсирующие устройства.

Для укладки обогревающих спутников с D_u 40 и 50 мм снизу трубопровода делают вырез в подвижных и неподвижных опорах.

Перед испытанием рубашки отдельные участки трубопроводов-спутников продувают. При испытании трубопроводов с рубашкой сначала испытывают на прочность рубашку трубопровода, причем испытательное давление должно составлять 1,25 рабочего давления теплоносителя в рубашке. При испытании рубашки фланцевые соединения обогреваемых труб не затягивают, чтобы можно было проверить отсутствие испытательной воды или воздуха в основном трубопроводе, которые могут попасть туда из-за прожога стенки трубы при приварке рубашки. Трубопроводы со спутником испытывают отдельно. По окончании испытаний трубопроводы покрывают общей теплоизоляцией.

4.6. Защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии

При подземной прокладке стальные трубопроводы подвергаются почвенной коррозии. В грунтах почти всегда содержатся соли, кислоты, щелочи и органические вещества, которые вредно действуют на стенки стальных труб. В некоторых случаях такая коррозия может вызвать очень быстрое появление сквозных свищей в металле трубы и этим вывести трубопровод из строя. Такие разрушения происходят особенно часто в трубопроводах, уложенных без достаточной защиты от коррозии.

Защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии может быть активной и пассивной. К активным средствам защиты подземных трубопроводов от наружной коррозии относятся электрические методы – катодная и протекторная защита. При пассивной защите на наружную поверхность трубопроводов наносят покрытия и изоляцию, при активной – устраняют причины, вызывающие коррозию.

Катодная защита (рис. 7.26, *а*) заключается в наведении на трубопровод специальными установками внешнего электрического поля, создающего катодный потенциал на поверхности трубы. При такой защите коррозионному разрушению подвергается подключенный к защищаемому трубопроводу 1 анод 3, изготовленный из электропроводных материалов.

При протекторной защите (рис. 7.26, *б*) к защищаемому трубопроводу 1 присоединяют металлический протектор 5 (анодный электрод), имеющий более вязкий электрический потенциал, чем потенциал металла трубопровода. С применением протекторной защиты трубопровод принимает полярность катода, а протектор – анода.

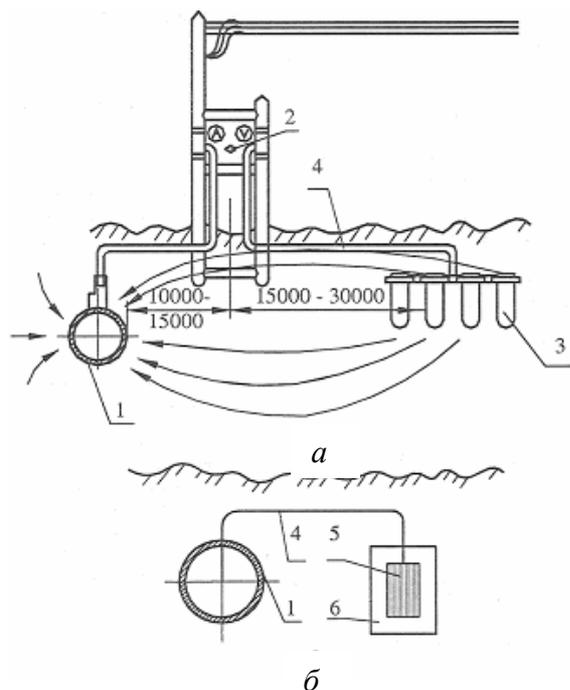


Рис. 7.26. Схема установки защиты: *а* – катодной; *б* – протекторной; 1 – трубопровод; 2 – катодная сетевая станция; 3 – анодное заземление; 4 – соединительный проводник; 5 – протектор; 6 – наполнитель

Средства защиты выбирают на основе данных о коррозионной активности грунтов (агрессивности грунтов по отношению к стальным трубам), а также технико-экономических обоснований. Коррозионная активность грунтов в зависимости от их состава может быть низкой, средней и высокой. Песчаные грунты, если они не содержат каких-либо химических загрязнений, относятся к грунтам низкой коррозионной активности, солончаковые и глинистые с известковыми примесями – средней, а торфяные и черноземные – высокой.

Наиболее распространенный способ пассивной защиты почвенной коррозии – нанесение изоляционного покрытия на трубопроводы.

Обычно используют покрытие из негодных битумов с наполнителями, из липких поливинилхлоридных и стабилизированных сажей полиэтиленовых лент.

По степени коррозионной активности грунтов применяют нормальное и усиленное изоляционное покрытия (табл. 7.5).

Для того чтобы защитное битумное покрытие прочно пристало к поверхности трубопроводов, его перед нанесением изоляции очищают от ржавчины, земли, пыли, влаги, копоти и окалины, поддающейся механической очистке. Очищенную поверхность, которая должна иметь серый цвет с проблесками металла, чтобы не было коррозии, сразу же грунтуют. Чтобы усилить прилипаемость изоляционного покрытия к металлу трубопро-

вода, грунтовку наносят на сухую поверхность ровным слоем, без пропусков, сгустков, подтеков и пузырей.

Таблица 7.5

Тип и конструкция изоляционного покрытия

Тип покрытия	Конструкция покрытия	Толщина покрытия беззащитной оберткой, мм, не менее	Применение изоляции
Нормальное			
Из полимерных лент	Грунтовка, липкая полимерная лента в 1 слой, защитная обертка	0,35	Для трубопроводов, укладываемых в грунты с низкой и средней коррозионной активностью
Битумное	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 3 мм, стеклохолст в 1 слой, защитная обертка	4,00	
Усиленное			
Из полимерных лент	Грунтовка, липкая полимерная лента в 2 слоя, защитная обертка	0,65	Для трубопроводов, укладываемых в грунты с высокой коррозионной активностью; на участках пересечения ж.-д. путей и автодорог; на переходах через реки, затапливаемые поймы рек, болота и т.п.
Битумное	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 2 – 3 мм, стеклохолст в 1 слой, слой битумно-резиновой мастики 2 – 3 мм, стеклохолст в 1 слой, защитная обертка		
Битумное	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 5 – 6 мм, стеклохолст в 1 слой, защитная обертка		
<p>Примечания. 1. Допускается применение других изоляционных покрытий (эпоксидных, каменноугольных, кремнийорганических и силикатных эмалей), обладающих требуемой сплошностью, адгезией и механической прочностью. 2. Допускаемое отклонение толщины битумных покрытий до 4 мм не должно превышать 0,3 мм; более 4 мм – 0,5 мм</p>			

4.7. Тепловая изоляция трубопроводов

Тепловую изоляцию технологических трубопроводов применяют для защиты горячих и холодных поверхностей от потерь теплоты и холода, для сохранения температуры транспортируемого вещества, предотвращения его застывания, конденсации, для защиты от ожогов, если температура по-

верхности трубопроводов выше 60 °С в местах возможного нахождения эксплуатационного персонала.

Тепловую изоляцию применяют для прокладываемых в помещениях и туннелях трубопроводов, если температура транспортируемого вещества 45 °С и выше.

Для тепловой изоляции трубопроводов широко используют типовые детали, полносборные и комплектные теплоизоляционные конструкции заводского изготовления, допускающие выполнение монтажа промышленными методами. Детали и конструкции изготовляют из различных теплоизоляционных материалов (минеральной ваты, диатомита, перлита, асбеста, стеклоцемента, стеклопластика, ячеистых материалов).

Для изоляции трубопроводов выпускают большое количество комплектных и полносборных изделий (рис. 7.27): цилиндры, полуцилиндры (скорлупы), плиты из различных теплоизоляционных материалов (минеральной ваты, диатомита, перлита). Для покрытия изоляции применяют оболочки из листового металла, асбестоцемента, стеклотары, стеклоцемента и стеклопластика.

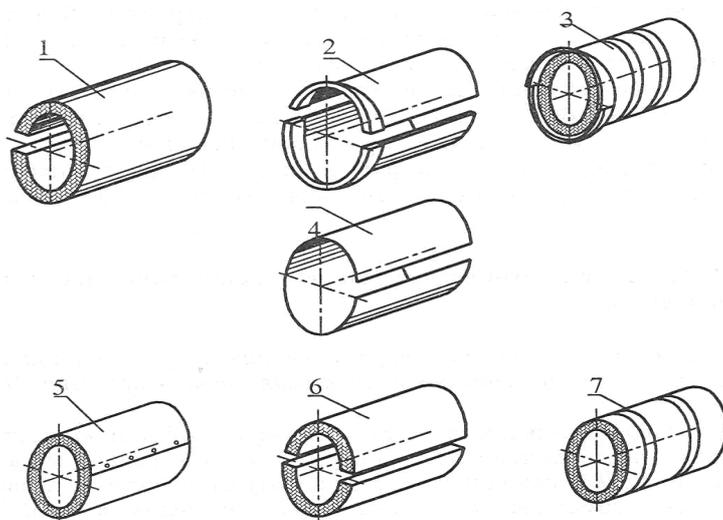


Рис. 7.27. Полносборные теплоизоляционные конструкции: 1 – минеральный цилиндр; 2 – асбестоцементный полуцилиндр; 3 – полносборная конструкция из минерале ватного цилиндра и асбестоцементных полуцилиндров; 4 – металлическое покрытие; 5 – полносборная конструкция из минераловатного цилиндра и покрытия, скрепленного самонарезающими винтами; 6 – жесткие полуцилиндры; 7 – полносборная конструкция из полуцилиндров с покрытием пленкой, стянутая стальными бандажами

Большое распространение получили изделия из минеральной ваты, температуростойкость которой не менее 600 °С. Минераловатные цилиндры на синтетическом связующем используют для тепловой изоляция тру-

бопроводов диаметром от 25 до 219 мм, длиной от 500 до 1 500 мм при температуре изолируемой поверхности от –30 до +300 °С.

4.8. Приемка и техническое освидетельствование смонтированных трубопроводов

По окончании монтажа или ремонта линии трубопровода, а также отдельного блока производится поузловая сдача – приемка. При этом проверяют:

- правильность выполнения всех монтажных работ и их соответствие проекту, включая термическую обработку и контроль качества сварки, соответствие типов установленной арматуры проектным, правильность монтажа арматуры и дистанционных приводов к ней, легкость открывания и закрывания арматуры;
- законченность и правильность расположения и установки дренажей, воздушников, сливных линий, штуцеров и диафрагм бобышек для измерения ползучести, реперов для изменения тепловых удлинений трубопровода;
- наличие и величину зазоров между параллельно проложенными трубопроводами, строительными конструкциями и трубопроводами в местах прохода через перекрытия и стены;
- наличие площадок и лестниц для обслуживания арматуры, расположенной в труднодоступных местах;
- соответствие проекту типов опор и подвесок, мест их расположения и правильность монтажа;
- наличие и правильность оформления монтажной технической документации.

Позуловая приемка производится прорабом с представителем заказчика.

При техническом освидетельствовании смонтированного трубопровода проверяют монтажную техническую документацию, подвергают трубопровод наружному осмотру и гидравлическому испытанию. При наружном осмотре проверяют готовность трубопровода к проведению испытаний.

Техническое освидетельствование трубопровода, включая трубопроводы, на которые распространяются требования ПУГ-69, а также трубопроводов пара и горячей воды IV категории производится руководством монтажного участка при участии представителя технического надзора заказчика.

Техническое освидетельствование трубопроводов пара и горячей воды, на которые распространяются требования Госгортехнадзора для тру-

бопроводов I категории с D_u более 70 мм и трубопроводов II и III категорий с D_u более 100 мм, проводит инженер-контролер местного управления Госгортехнадзора.

4.9. Методы испытаний трубопроводов и испытательное давление

Все технологические трубопроводы после монтажа перед сдачей их в эксплуатацию подвергают испытанию на прочность и плотность. Для особо ответственных трубопроводов, кроме испытания на прочность и плотность, производят испытание на герметичность.

При испытании на прочность в трубопроводе создают давление, превышающее рабочее. При этом в конструкции трубопровода возникают повышенные напряжения, которые вскрывают его дефектные места.

При испытании на плотность в трубопроводе создают рабочее давление, при котором производят осмотр и обстукивание с целью выявления неплотности системы в виде сквозных трещин, отверстий и т.д.

При испытании на герметичность в трубопроводе воздухом или инертным газом создают рабочее давление, которое выдерживают в течение длительного времени (не менее 12 ч). При этом по манометру определяют величину падения давления за время испытания, по которой судят о герметичности системы. Этот вид испытания позволяет выявить мельчайшие неплотности системы.

Испытание трубопроводов на прочность и плотность производят гидравлическим или пневматическим способом, а испытание на герметичность – только пневматическим. Как правило, при испытании на прочность и плотность используют преимущественно гидравлический способ как наиболее безопасный. Пневматический способ предусматривают в следующих случаях: когда опорные конструкции или газопровод не рассчитаны на заполнение его водой, если температура воздуха отрицательная и отсутствуют средства, предотвращающие замораживание системы. Гидравлический метод недопустим или невозможен по технологическим или другим требованиям.

Трубопроводы испытывают только при полностью смонтированных линиях или отдельных участках после проверки исполнительной схемы, внешнего осмотра и получения разрешения заказчика.

Пневматическое испытание трубопроводов на прочность не разрешается проводить в действующих цехах, а также на эстакадах и в каналах, где уложены другие трубопроводы, находящиеся в эксплуатации.

Вид и способы испытаний, значения испытательных давлений указаны в проекте для каждого трубопровода. При отсутствии этих указаний способ

испытания (гидравлический или пневматический) выбирает монтажная организация и согласовывает с заказчиком, а вид и значения испытательных давлений принимают в соответствии с указанием СНиП 3.05.05-84.

При наличии на трубопроводе арматуры из серого чугуна пневматическое испытание на прочность допускается давлением не более 0,4 МПа независимо от диаметра трубопровода.

Испытанию следует по возможности подвергать весь трубопровод. Если испытанию подвергают отдельные участки, то их разбивку производит монтажная организация в соответствии с необходимыми требованиями.

Смонтированные трубопроводы, как правило, испытывают до их изоляции, т.к. невозможно под изоляцией обнаружить дефекты трубопровода. Разрешается проводить испытания трубопроводов из бесшовных труб или заранее изготовленных и испытанных блоков независимо от вида труб с нанесенной тепловой или антикоррозионной изоляцией при условии, что сварные монтажные стыки и фланцевые соединения оставляют неизолированными и доступными для осмотра. Трубопроводы пара и горячей воды, подконтрольные Госгортехнадзору, испытывают с нанесенной изоляцией (кроме сварных и фланцевых стыков) после получения разрешения местного Госгортехнадзора.

Трубопроводы для пара и горячей воды подвергают только гидравлическим испытаниям.

4.10. Защитная и опознавательная окраска

Наружную поверхность трубопроводов окрашивают для защиты от коррозии. Окраска бывает различной в зависимости от места прокладки, наличия тепловой изоляции и температуры транспортируемого продукта.

Защитной окраске подлежат все надземные трубопроводы из углеродистой стали с тепловой изоляцией, покрытой кожухами, или без нее, прокладываемые как на открытом воздухе, так и в помещениях. Исключение составляют изолированные трубопроводы, покрытые асбестоцементной штукатуркой, асбестоцементными формованными изделиями, а также имеющие кожух из коррозионно-стойких металлов (алюминия, оцинкованного железа и др.).

Трубопроводы окрашивают масляной краской, эмалями и лаками (перхлорвиниловыми, эпоксидными). Применяют также способ металлизации алюминием, цинком и другими защитными средствами в зависимости от условий, в которых работает трубопровод. Трубопроводы, прокладываемые в непроходных каналах, неизолированные и имеющие тепловую

изоляцию, при рабочей температуре поверхности трубы или изоляции до 25 °С окрашивают битумным лаком. При более высоких температурах поверхностей такие трубопроводы не окрашивают.

Помимо основной защитной окраски все технологические трубопроводы должны иметь опознавательную цветную окраску.

Опознавательную окраску (ГОСТ 14202-69), предупреждающие знаки и маркировочные щитки трубопроводов применяют для того, чтобы определить содержимое трубопровода (табл. 7.6).

Таблица 7.6

Опознавательная окраска

Вещество, транспортируемое по трубопроводу	Цвет окраски трубопровода
Вода	зеленый
Пар	красный
Воздух	синий
Газы горючие и негорючие	желтый
Кислоты	оранжевый
Щелочи	фиолетовый
Жидкости горючие и негорючие	коричневый
Прочие вещества	серый

Противопожарные трубопроводы независимо от содержимого (вода, пена, газ, пар) окрашивают по всей поверхности, включая запорно-регулирующую арматуру, в красный цвет.

Окраска трубопроводов в отличительные цвета может быть сплошной по всей поверхности или отдельными участками в виде поясов шириной не менее трех наружных диаметров трубопровода. Опознавательные пояса при окраске участками наносят в наиболее ответственных местах трубопроводов (на ответвлениях у мест соединений, фланцев, мест отбора, арматуры и контрольно-измерительных приборов, в местах перехода трубопроводов через стены, перегородки и перекрытия); не реже, чем через 10 м – внутри производственных помещений и на наружных установках; 30 – 60 м – на наружных магистральных линиях.

Для обозначения наиболее важных свойств транспортируемых веществ на трубопроводы наносят предупреждающие сигнальные кольца: красного цвета – для обозначения легковоспламеняющихся, огнеопасных и взрывоопасных веществ; желтого – опасных и вредных (ядовитых, токсичных, вызывающих химические или термические ожоги, находящихся под высоким давлением или глубоким вакуумом); зеленого – безопасных и нейтральных. По степени опасности транспортируемого в трубопроводе

продукта для жизни и здоровья людей или эксплуатации предприятия на трубопровод наносят разное количество предупреждающих колец – от одного до трех.

Для дополнительного обозначения вида веществ и их параметров, необходимых по условиям эксплуатации, применяют буквенные и цифровые надписи, которые наносят непосредственно на трубопроводы или специальные маркировочные щитки, а также на поверхности конструкций, к которым прикреплены трубопроводы.

Направление потока веществ, транспортируемых по трубопроводам, указывают острым концом маркировочных щитков или стрелками, наносимыми непосредственно на трубопроводы.

Для обозначения трубопроводов с особо опасным для здоровья и жизни людей или эксплуатации предприятия содержимым, а также при необходимости конкретизировать вид опасности дополнительно к цветным предупреждающим кольцам наносят предупреждающие знаки треугольной формы черного цвета на желтом фоне. Такие знаки изготовляют из листовой стали, пластмассы, прессованного картона и древесины. Эти знаки навешивают на трубопроводы или устанавливают на конструкциях, к которым они прикреплены.

В том случае, если от воздействия протекающих веществ может измениться оттенок отличительных цветов, обозначение на трубопроводы наносят с помощью маркировочных щитков.

Во всех производственных помещениях, где проложены трубопроводы, на хорошо доступных для обозрения местах вывешивают схемы опознавательной окраски трубопроводов с расшифровкой цветов, предупреждающих знаков и прочих условных обозначений, принятых для маркировки трубопроводов.

4.11. Сдача и приемка

Перед сдачей и приемкой трубопроводов в эксплуатацию окончательно проверяют выполнение всех строительных, монтажных и специальных работ, а также наличие монтажной технической документации на выполненные работы.

Технологические трубопроводы сдают в эксплуатацию одновременно с промышленными установками, агрегатами, цехами и другими объектами, к которым они относятся.

Межцеховые трубопроводы, обслуживающие несколько объектов, можно сдавать самостоятельно по окончании всех относящихся к ним строительных, монтажных и специальных работ.

При сдаче в эксплуатацию технологических трубопроводов на условное давление до 10 МПа монтажная организация обязана представить заказчику следующую техническую документацию: акты внутренней очистки трубопроводов; паспорта на арматуру и испытания трубопроводной арматуры (если оно проводилось: акты на укладку патронов, журналы сварочных работ (для трубопроводов I и II категорий)); акты испытания трубопроводов на прочность и плотность; акты промывки и продувки трубопроводов; акты дополнительного пневматического испытания трубопроводов на плотность; акты готовности траншей и опорных конструкций к укладке трубопроводов; заключение о качестве сварных соединений; протоколы механических испытаний сварных образцов, сертификаты на трубы и сварочные материалы; список сварщиков, участвовавших в сварке трубопроводов, с указанием номера удостоверения и клейма; исполнительные схемы трубопроводов (для трубопроводов I категории); акты на предварительную растяжку (сжатие) компенсаторов.

Для регистрации трубопровода пара и горячей воды монтажная организация представляет в местные органы Госгортехнадзора: паспорт трубопровода, содержащий его характеристику, рабочие параметры, результаты освидетельствования и др.; свидетельство о качестве изготовления узлов трубопроводов; свидетельство о качестве монтажа трубопроводов; аксонометрическую схему трубопровода.

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

План лекций

1. Назначение и устройство технологических трубопроводов:
 - условные проходы;
 - классификация трубопроводов.
2. Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов:
 - стальные трубы и их применение;
 - способы и типы соединения трубопроводов;
 - приварные детали трубопроводов;
 - опоры, подвески и опорные конструкции;
 - трубы, детали и соединения трубопроводов из пластмасс;
 - резиноканевые трубопроводы.
3. Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов и компенсаторы:

- классификация и применение арматуры;
 - виды, обозначение и отличительная окраска арматуры;
 - компенсаторы;
 - контроль качества сварных соединений.
4. Монтаж стальных межцеховых трубопроводов общего назначения:
- способы прокладки межцеховых трубопроводов;
 - монтаж надземных трубопроводов;
 - монтаж подземных трубопроводов;
 - монтаж компенсаторов;
 - монтаж трубопроводов с обогревом;
 - защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии;
 - тепловая изоляция трубопроводов;
 - приемка и техническое освидетельствование смонтированных трубопроводов;
 - методы испытания трубопроводов и испытательное давление;
 - защитная и опознавательная окраска трубопроводов;
 - сдача и приемка трубопроводов в эксплуатацию.

Вопросы для предварительного контроля

1. Назначение и устройство технологических трубопроводов.
2. Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов.
3. Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов и компенсаторы.
4. Монтаж стальных межцеховых трубопроводов общего назначения.

Задания для лабораторных занятий

Лабораторная работа № 5

Изучение процесса замещения нефтей и нефтепродуктов в трубопроводах

Цель работы:

1. экспериментальное определение времени замещения (выталкивания) нефтей и нефтепродуктов из трубопровода;
2. определение скорости движения разделителя при выталкивании нефтей и нефтепродуктов.

Теоретическая часть

Технологические нефте- и продуктопроводы нефтебаз в большинстве случаев работают периодически. В холодное время года остановка перекачки на длительное время приводит к резкому возрастанию вязкости и возможной «закупорке» трубопровода. Во избежание этого необходимо вытолкнуть высоковязкий нефтепродукт маловязкими жидкостями (легкими нефтями, керосиновым дистиллятом, водой, воздухом и др.). Выталкивание нефтей и нефтепродуктов, не имеющих напряжения сдвига (ньютоновские жидкости), возможно при любом давлении, создаваемом насосами, при этом с его увеличением расход возрастает, а время выталкивания уменьшается. Для жидкостей, имеющих начальное напряжение сдвига, выталкивание возможно при давлениях, больших давления P_0 , необходимого для преодоления начального напряжения сдвига σ_0 ; P_0 определяется из условия равновесия внешних и внутренних сил

$$\sigma_0 \pi D \cdot L = \frac{\pi D^2}{4} P_0. \quad (7.1)$$

Откуда

$$P_0 = \frac{4\sigma_0 L}{D}, \quad (7.2)$$

где L – длина трубопровода, м;

D – внутренний диаметр трубопровода, м.

Выталкивание обычно осуществляют с разделителем, что уменьшает смесеобразование. Поэтому можно считать, что смешение нефтепродукта с толкающей жидкостью на границе раздела отсутствует, а имеет место поршневое движение жидкости.

Вязкие нефтепродукты, как правило, выталкиваются при ламинарном режиме движения, поэтому для момента времени t , когда толкающая жидкость вытеснит вязкий нефтепродукт на участке трубопровода длиной x , на основании закона Хагена — Пуазейля можно записать

$$P_n - P_k = \frac{128\eta_1(L-x)Q}{\pi D^4} + \frac{128\eta_2 x Q}{\pi D^4}, \quad (7.3)$$

где P_n, P_k – абсолютное давление в начале и конце трубопровода, Н/м²;

η_1, η_2 – динамическая вязкость выталкиваемой и толкающей жидкости, Нс/м²;

Q – расход жидкости в момент времени t , м³/с.

Подставляя в (7.3) уравнение неразрывности

$$Qd\tau = \frac{\pi D^4}{4} dx$$

с учетом того, что

$$v = \eta/\rho,$$

получим

$$\frac{D^2(P_n - P_k)}{32\rho_1} d\tau = \left[v_1(L - x) + \frac{\rho_2}{\rho_1} v_2 x \right] dx.$$

Интегрируя в пределах от 0 до t и от 0 до x , находим время, за которое произойдет вытеснение вязкого нефтепродукта на участке длиной x ,

$$\tau_x = \frac{16L^2}{D^2(P_n - P_k)} \rho_1 \left[v_1(2\varepsilon - \varepsilon^2) + \frac{\rho_2}{\rho_1} v_2 \varepsilon^2 \right], \quad (7.4)$$

где

$$\varepsilon = x/L;$$

ρ_1, ρ_2 – плотность выталкиваемой и выталкивающей жидкости, кг/м³.

Время полного вытеснения вязкого нефтепродукта τ определяется из (7.4) при $\varepsilon=1$ ($x=L$)

$$\tau = \frac{16L^2 \rho_1}{D^2(P_n - P_k)} \left[v_1 + \frac{\rho_2}{\rho_1} v_2 \right], \quad (7.5)$$

при $v_1 \gg v_2$ выражением $\rho_2 v_2 / \rho_1$ можно пренебречь, а учитывая, что $P_n - P_k = \rho g H$, получим

$$\tau = \frac{16L^2 v_1 \rho_1}{g D^2 H \rho}, \quad (7.6)$$

где H – напор в начальном сечении трубопровода, измеряемый в метрах столба жидкости, имеющей плотность ρ .

При выталкивании без разделителей вклинивание толкающей жидкости в выталкиваемую для ламинарного режима происходит по параболе (при равных плотностях), вследствие этого время выталкивания по (7.4) и (7.5) будет больше фактического. Это обстоятельство может быть учтено введением поправочного коэффициента

$$\Theta = \frac{3600}{Pr^{7/8}} \quad (7.7)$$

где $Pr = \frac{v_1 C_{p1} \rho_1}{\lambda_1}$ – критерий Прандтля, вычисляемый для вязкой жидкости;

C_{p1} – удельная теплоемкость, Дж/(кг/град);

λ_1 – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К);

$$C_{p1} = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}}} (1.687 + 3.39 \cdot 10^{-3} t), \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К});$$

ρ_{15} – плотность вязкой жидкости при $t = 15$ °С, т/м³;

$$\lambda_1 = \frac{0.137}{\sqrt{\rho_{15}}} (1 - 0,54 \cdot 10^{-3} t).$$

Описание лабораторной установки

Лабораторная установка (рис. 7.28) состоит из стеклянного трубопровода 1, заполненного высоковязкой жидкостью, на котором имеется кран 2. Один конец трубопровода соединен с напорной емкостью 3.

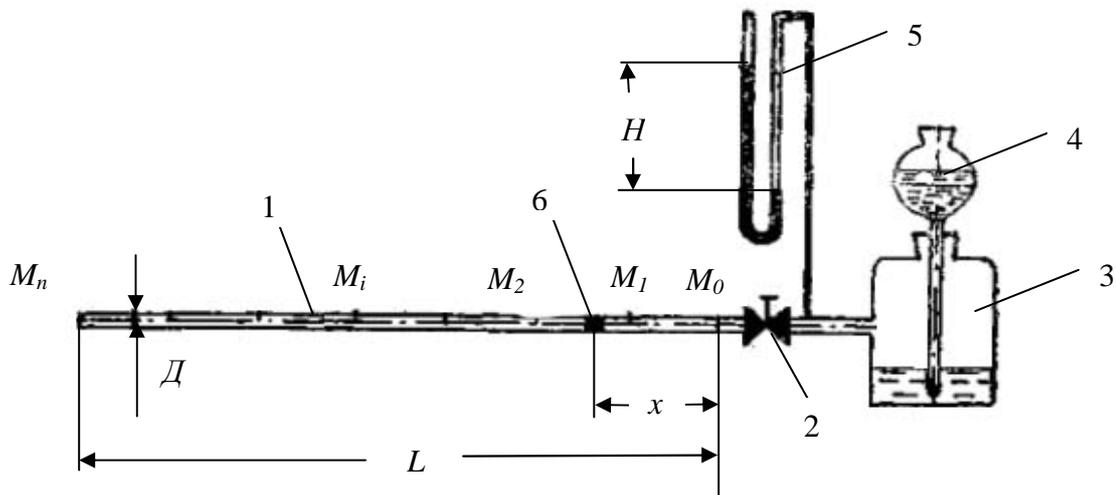


Рис. 7.28. Схема лабораторной установки

В данной установке вязкая жидкость выталкивается воздухом, избыточное давление которого измеряется U-образным манометром 5. Между воздухом и жидкостью помещается резиновый разделитель 6. Для создания в начале трубопровода постоянного давления емкость 3 имеет воронку 4. На трубопроводе через равные интервалы (20 см) нанесены метки M .

Подготовка установки и проведение измерений

Перед началом эксперимента трубопровод заполняется вязкой жидкостью до начальной метки M_0 , при этом кран 2 должен быть открыт.

После заполнения трубопровода кран 2 закрывается, и в воронку 4 заливается вода, вследствие этого в емкости 3 создается избыточное давление, измеряемое манометром 5.

До проведения измерений в рабочем журнале записываются данные установки, выталкиваемой и выталкивающей жидкостей:

- внутренний диаметр трубопровода D ;
- длина заполненной части трубопровода;
- избыточное давление в начале трубопровода

$$(P_n - P_k) = \rho g H ;$$

- температура вязкой жидкости, °С;
- плотность;
- кинематическая вязкость.

В момент открытия крана 2 включается секундомер и измеряются время выталкивания нефтепродукта τ , время прохождения границы раздела (разделителя) – меток M трубопровода и объем вытесненного нефтепродукта. Результаты измерений записываются в табл. 7.7.

Таблица 7.7

№ п/п	Расстояние от начала трубопровода X , см	Время прохождения границы раздела (разделителя) меток t_x , с	Показания манометра H , мм	
			левое колено	правое колено

На рис. 7.29 показаны зависимости вязкости и плотности воды и воздуха от температуры.

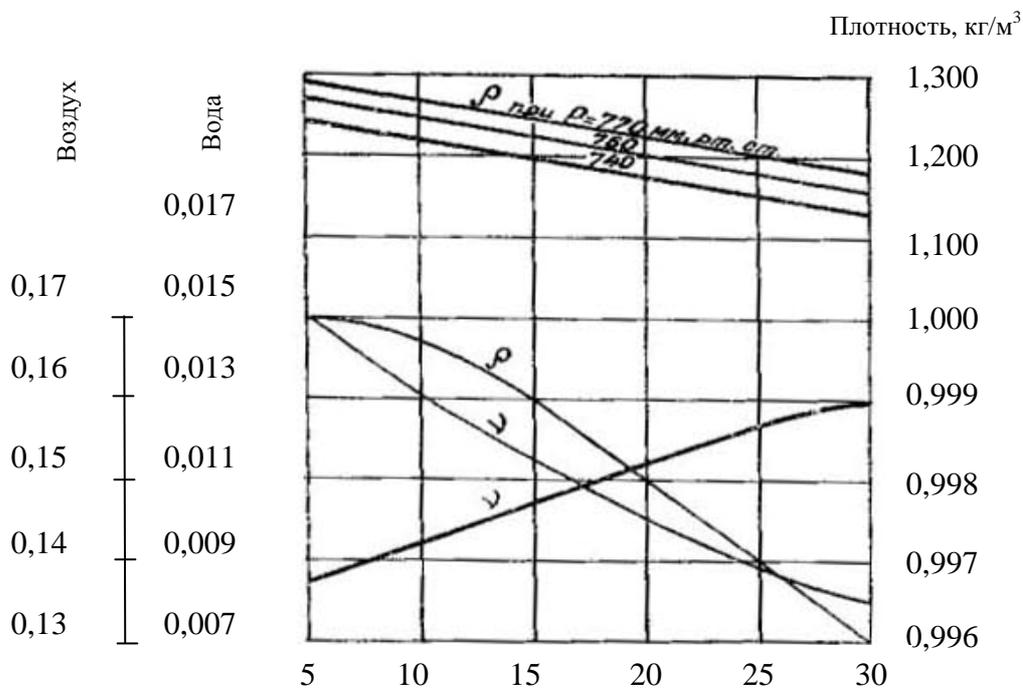


Рис. 7.29. Зависимости плотности и вязкости воды и воздуха от температуры

Обработка полученных данных

1. По (7.4) рассчитывается время вытеснения нефтепродукта τ_x из участков трубопровода, ограниченных метками $M_0 - M_i$ ($i= 1; 2; 3...n$).

2. Подсчитывается скорость движения границы раздела (разделителя) в моменты времени τ_x по формуле

$$\vartheta_x = \frac{x}{\tau_x}.$$

3. Определяются τ_x и ϑ_x по данным эксперимента.

4. Находится погрешность теоретического определения времени вытеснения τ по (7.5) для случаев вытеснения с разделителем и без него.

5. Строится график зависимости $\vartheta = f(x/L)$ по экспериментальным данным и теоретическим расчетам.

6. Определяется объем нефтепродукта, оставшегося в трубопроводе, и рассчитывается степень вытеснения.

V_T – объем нефтепродукта в трубопроводе до вытеснения;

$V_{ост}$ – объем нефтепродукта, оставшегося в трубопроводе после вытеснения.

7. Делаются выводы.

Вопросы по теме

1. Нарисуйте эпюру распределения касательных напряжений по сечению трубопровода при течении ньютоновской жидкости и неньютоновской жидкости, имеющей начальное напряжение сдвига.

2. Как меняется скорость движения границы раздела при вытеснении высоковязкой жидкости маловязкой, если разность давлений $P_1 - P_2$ остается постоянной?

3. Какую форму имеет граница раздела жидкостей при вытеснении, если их плотности различны?

4. При вытеснении высоковязкой жидкости маловязкой без разделителя за время вытеснения принимается время появления толкающей жидкости. Будет ли это время больше, меньше или равно времени, найденному по (7.6)? Нарисуйте график изменения расхода нефтепродукта, имеющего начальное напряжение сдвига.

5. Как меняется давление в начале трубопровода при перекачке ньютоновских жидкостей и неньютоновских жидкостей, имеющих начальное напряжение сдвига?

Практические занятия

Подбор предохранительных клапанов

Теоретическая часть

Основными параметрами, определяющими выбор предохранительного клапана, являются условное давление и пропускная способность клапана. Точное определение действительной пропускной способности клапана необходимо не только для обеспечения безопасной эксплуатации сосудов и систем, но и для экономии, удобства обслуживания и правильной эксплуатации клапанов.

При установке на защищаемый объект предохранительного клапана с недостаточной пропускной способностью в системе может создаваться аварийная ситуация. Несмотря на четкое срабатывание предохранительного клапана, давление в защищаемой системе продолжает расти из-за превышения производительности источника давления над пропускной способностью клапана.

Завышение условного прохода клапана, а значит, и его пропускной способности, кроме создания громоздкой предохранительной системы, приводит к неправильной работе клапана и его преждевременному выходу из строя, т.к. предохранительный клапан после срабатывания и открытия на полную высоту будет «голодать», вызывая частую пульсацию запорного органа. После падения давления в защищаемой системе такой клапан не обеспечивает достаточную герметичность при закрытии из-за нарушения уплотнительных поверхностей седла и золотника.

Поэтому при выборе предохранительного клапана необходимо точное соответствие характеристик клапана параметрам предохраняемой системы по давлению и действительной производительности. Для этого необходимо рассчитать пропускную способность предохранительного клапана для тех условий, при которых он эксплуатируется.

Пропускную способность предохранительных клапанов рассчитывают по следующим формулам:

для газообразных сред (при давлении в МПа)

$$G = 3,16 \cdot B_1 \cdot \alpha_1 \cdot F \cdot \sqrt{(P_1 + 0.1) \cdot \rho_1},$$

для жидких сред (при давлении в МПа)

$$G = 5,03 \cdot \alpha_2 \cdot F \cdot \sqrt{(P_1 - P_2) \cdot \rho_2},$$

где P_1 – максимальное избыточное давление перед клапаном, МПа;
 P_2 – максимальное избыточное давление за клапаном, МПа;
 ρ_1 – плотность реального газа перед клапаном при параметрах P_1 и t_1 , кг/м³.

Плотность реального газа определяют по таблицам и диаграммам состояния реального газа или подсчитывают по формуле

$$\rho_1 = \frac{(P_1 + 0,1) \cdot 10^6}{B_2 \cdot R(t_1 + 273)}, \text{ МПа,}$$

где R – газовая постоянная, Дж/кг·град при давлении, МПа;
 B_2 – коэффициент сжимаемости реального газа, (табл. 7.8);
 t_1 – температура рабочей среды перед клапаном, °С;
 ρ_2 – плотность жидкости перед клапаном при параметрах P_1 и t_1 , кг/м³;
 B_1 – коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газов при рабочих параметрах.

Значение B_1 принимают по табл. 7.9 и 7.10 или рассчитывают по формулам:

$$\text{при } \beta \leq \beta_{кр} \quad B_1 = 1,59 \cdot \sqrt{\frac{K}{K+1} \cdot \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{1}{K-1}}},$$

$$\text{при } \beta > \beta_{кр} \quad B_1 = 1,59 \cdot \sqrt{\frac{K}{K-1}} \cdot \sqrt{\left(\frac{P_2 + 0,1}{P_1 + 0,1}\right)^{\frac{2}{K}} - \left(\frac{P_2 + 0,1}{P_1 + 0,1}\right)^{\frac{K+1}{K}}},$$

где K – показатель адиабаты, (табл. 7.9);
 β – отношение давлений.

Значение β вычисляют по формуле

$$\beta = \frac{P_2 + 0,1}{P_1 + 0,1},$$

$\beta_{кр}$ – критическое отношение давлений, принимают по табл. 7.9 либо рассчитывают по формуле

$$\beta_{кр} = \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{K}{K-1}};$$

F – площадь минимального сечения клапана, мм²,

$$F = \frac{\pi}{4} d_c^2,$$

где d_c – наименьший диаметр проточной части седла клапана, мм.

Таблица 7.8

Значение коэффициента B_2 для различных рабочих сред

Рабочая среда	$P_{I+0,1}$ (P_{I+1}) МПа (кгс/см ²)	Температура, °С			
		0	50	100	200
Азот и воздух	0	1,0	1,0	1,0	1,0
	10 (100)	0,98	1,02	1,04	1,05
	20 (200)	1,03	1,08	1,09	1,1
	30 (300)	1,13	1,16	1,17	1,18
	40 (400)	1,27	1,26	1,25	1,24
	100 (1000)	2,05	1,94	1,8	1,65
Водород	0	1,0	1,0	1,0	1,0
	100 (1000)	1,71	1,6	1,52	1,43
Кислород	0	1,0	1,0	1,0	1,0
	10 (100)	0,92	0,97	1	–
	20 (200)	0,91	–	1,02	1,06
	30 (300)	0,97	–	1,07	1,1
	40 (400)	1,07	–	1,12	1,14
	50 (500)	1,17	–	1,12	1,19
	80 (800)	1,53	–	1,44	1,37
	100 (1000)	1,77	–	1,59	–
Метан	0	1,0	1,0	1,0	1,0
	10 (100)	0,78	0,9	0,96	1,0
	15 (150)	0,73	0,88	0,95	1,01
	20 (200)	0,77	0,89	0,96	1,02
	30 (300)	0,9	0,96	1,01	1,08
	50 (500)	1,2	1,2	1,2	1,2
	100 (1000)	2,03	1,87	1,74	1,62
Окись углерода	0	1	1	1	1
	10 (100)	0,97	1,01	1,03	1,05
	20 (200)	1,02	1,06	1,08	1,11
	30 (300)	1,12	1,16	1,17	1,18
	40 (400)	1,26	1,25	1,24	1,23
	100 (1000)	2,1	1,94	1,83	1,7
Двуокись углерода	0	1,0	1,0	1,0	1,0
	5 (50)	0,1	0,6	0,8	0,93
	10 (100)	0,2	0,4	0,75	0,87
	20 (200)	0,39	0,43	0,6	0,87
	30 (300)	0,57	0,57	0,66	0,88
	60 (600)	1,07	1,02	1,01	1,07
	100 (1000)	1,7	1,54	1,48	1,41
Этилен	0	1,0	1,0	1,0	1,0
	5 (50)	0,2	0,74	0,87	0,96
	7 (70)	0,23	0,6	0,81	0,94
	10 (100)	0,32	0,47	0,73	0,92
	15 (150)	0,45	0,51	0,68	0,9
	20 (200)	0,58	0,6	0,7	0,89
	30 (300)	0,81	0,81	0,82	0,95
	100 (1000)	2,35	2,18	1,96	1,77

Таблица 7.9

Значение коэффициентов K , B_1 , $\beta_{кр.}$, R

Газ	При температуре 0 °С и давлении 1 кгс/см ²		$\beta_{кр.}$	R	
	K	B_1		Дж/кг·град	кг·м/кг·град
Азот	1,40	0,770	0,528	298	30,25
Аммиак	1,32	0,757	0,543	490	49,80
Аргон	1,67	0,825	0,488	207	21,20
Ацетилен	1,23	0,745	0,559	320	32,50
Бутан	1,10	0,710	0,586	143	14,60
Водород	1,41	0,772	0,527	4120	420,00
Водород (хлористый)	1,42	0,774	0,525	–	–
Воздух	1,40	0,770	0,528	287	29,27
Гелий	1,66	0,820	0,488	2080	212,00
Дифтор-дихлор-метан	1,14	0,720	0,576	68,6	7,00
Кислород	1,40	0,770	0,258	260	26,50
Метан	1,30	0,775	0,547	515	52,60
Метил (хлористый)	1,20	0,730	0,564	165	16,80
Окись углерода	1,40	0,770	0,528	298	30,25
Пропан	1,14	0,720	0,576	189	19,25
Сероводород	1,30	0,755	0,547	244	24,90
Сернистый ангидрид	1,40	0,770	0,528	130	13,23
Углекислый газ	1,31	0,756	0,545	189	19,25
Хлор	1,34	0,762	0,540	118	11,95
Этан	1,22	0,744	0,560	277	28,20
Этилен	1,24	0,750	0,557	296	30,23

Таблица 7.10

Значение коэффициента B_1

$\frac{P_2 + 0,1}{P_1 + 0,1}$, МПа $\frac{P_2 + 1}{P_1 + 1}$, кг/см ²	K							
	1,135	1,2	1,3	1,4	1,66	2,0	2,5	3,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,100								0,960
0,200							0,930	
0,300						0,865		
0,354					0,820			
0,393				0,770				0,959
0,400			0,755				0,929	0,957
0,445		0,730					0,928	0,950
0,450	0,715					0,864	0,925	0,942
0,488						0,863	0,920	0,935
0,500					0,819	0,860	0,919	0,933

Окончание табл.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,528					0,819	0,853	0,912	0,925
0,546				0,769	0,818	0,850	0,902	0,915
0,550			0,754	0,768	0,816	0,845	0,900	0,914
0,564			0,753	0,765	0,815	0,842	0,899	0,911
0,577		0,729	0,752	0,754	0,810	0,840	0,898	0,900
0,600	0,714	0,725	0,750	0,762	0,805	0,835	0,877	0,880
0,650	0,701	0,712	0,732	0,748	0,773	0,800	0,848	0,850
0,700	0,685	0,693	0,713	0,720	0,745	0,775	0,810	0,815
0,750	0,650	0,655	0,647	0,678	0,696	0,718	0,716	0,765
0,800	0,610	0,613	0,625	0,630	0,655	0,670	0,700	0,705
0,850	0,548	0,550	0,558	0,560	0,572	0,598	0,615	0,620
0,900	0,465	0,468	0,474	0,475	0,482	0,502	0,520	0,525
1,000	0	0	0	0	0	0	0	0

Пример расчета

Провести проверку пропускной способности клапана. Исходные данные приведены ниже.

Тип сосуда	ПС-100-1-0
Продукт	Пропан
Номинальный внутренний объем сосуда $V_n, \text{ м}^3$	100
Полезный внутренний объем сосуда $V_n, \text{ м}^3$	85
Рабочее давление в сосуде $P_p, \text{ МПа}$	1,60
Технологическая скорость наполнения сосуда $Q_{\text{нап}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	85
Тип клапана	СППК 4
Давление настройки клапана $P_{\text{кл}}, \text{ МПа}$	1,84
Площадь сечения седла, мм^2	1 256
Условный проход $D_y, \text{ мм}$	80
Коэффициент расхода клапана α	0,8

Определение пропускной способности клапана

Определим характеристики газовой фазы пропана.

Приведенная температура газа пропана \hat{T} определяется по формуле

$$\hat{T} = \frac{T_1}{T_{кр}}, \quad (7.8)$$

где T_1 – температура газа перед клапаном при давлении P_1 ;

$T_{кр} = 369,8 \text{ К}$ – критическая температура газа пропана.

Расчет произведем для различных температур атмосферного воздуха

$$\hat{T}_{-20^0} = \frac{T_{-20^0}}{T_{кр}} = \frac{253}{369,8} = 0,6842,$$

$$\hat{T}_{0^0} = \frac{T_{0^0}}{T_{кр}} = \frac{273}{369,8} = 0,7382,$$

$$\hat{T}_{20^0} = \frac{T_{20^0}}{T_{кр}} = \frac{293}{369,8} = 0,7923,$$

$$\hat{T}_{40^0} = \frac{T_{40^0}}{T_{кр}} = \frac{313}{369,8} = 0,8464.$$

Приведенное давление газа пропана \hat{P} определяется по формуле

$$\hat{P} = \frac{P_1}{P_{кр}}$$

где $P_1 = 1,84$ МПа – наибольшее избыточное давление перед клапаном (избыточное давление до клапана, равное давлению полного открытия);

$P_{кр} = 4,264$ МПа – критическое давление газа пропана.

Максимальное давление в резервуаре ограничивается давлением настройки клапана, поэтому для всех условий значение приведенного давления пропана

$$\hat{P}_{(-20^0 \dots +40^0)} = \frac{1,84}{4,264} = 0,4315.$$

Коэффициент сжатия газа пропана z определяется по формуле

$$z = 1 - 0,4273 \cdot \hat{P} \cdot \hat{T}^{-3,668}. \quad (7.9)$$

Для заданных условий

$$z_{-20^0} = 1 - 0,4273 \cdot 0,4315 \cdot 0,6842^{-3,668} = 0,2582,$$

$$z_{0^0} = 1 - 0,4273 \cdot 0,4315 \cdot 0,7382^{-3,668} = 0,4386,$$

$$z_{20^0} = 1 - 0,4273 \cdot 0,4315 \cdot 0,7923^{-3,668} = 0,5669,$$

$$z_{40^0} = 1 - 0,4273 \cdot 0,4315 \cdot 0,8464^{-3,668} = 0,6601.$$

Плотность газа ρ перед клапаном при параметрах T_1 и P_1 определяется

$$\rho = \frac{(P_1 + 0,1) \cdot 10^6}{z \cdot R \cdot T_1}, \quad (7.10)$$

где $R = 189$ Дж/кг·град – газовая постоянная.

Для заданных условий

$$\rho_{-20^{\circ}} = \frac{(1,84 + 0,1) \cdot 10^6}{0,2582 \cdot 189 \cdot 253} = 157,1315 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\rho_{0^{\circ}} = \frac{(1,84 + 0,1) \cdot 10^6}{0,4386 \cdot 189 \cdot 273} = 85,7252 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\rho_{20^{\circ}} = \frac{(1,84 + 0,1) \cdot 10^6}{0,5669 \cdot 189 \cdot 293} = 61,7968 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\rho_{40^{\circ}} = \frac{(1,84 + 0,1) \cdot 10^6}{0,6601 \cdot 189 \cdot 313} = 49,6805 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Пропускная способность предохранительного клапана G для пропана, находящегося в газовой фазе, рассчитывается по формуле

$$G = 3,16 \cdot B_3 \cdot \alpha_1 \cdot F \cdot \sqrt{(P_1 + 0,1) \cdot \rho},$$

где F – площадь сечения клапана, равная наименьшей площади сечения в проточной части седла, $F = 1256 \text{ мм}^2$;

α_1 – коэффициент расхода, соответствующий площади F для газообразных сред, $\alpha_1 = 0,8$;

P_2 – наибольшее избыточное давление за клапаном (избыточное давление за клапаном в положении его полного открытия), $P_2 = 0 \text{ МПа}$;

$\beta_{кр} = 0,576$ – критическое отношение давлений;

$$\beta = \frac{0,1 + P_2}{0,1 + P_1} = \frac{0,1}{0,1 + 1,84} = 0,0515 \text{ – отношение давлений};$$

$B_3 = 1,14$ – коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газа и паров при рабочих параметрах при $\beta \leq \beta_{кр}$.

Для различных заданных условий номинальная пропускная способность предохранительного клапана составит

$$G_{-20^{\circ}} = 3,16 \cdot 1,14 \cdot 0,8 \cdot 1256 \cdot \sqrt{(1,84 + 0,1) \cdot 157,1315} = 63198,1046 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} = 17,555 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{0^{\circ}} = 3,16 \cdot 1,14 \cdot 0,8 \cdot 1256 \cdot \sqrt{(1,84 + 0,1) \cdot 85,7252} = 46679,5520 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} = 12,9665 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{20^{\circ}} = 3,16 \cdot 1,14 \cdot 0,8 \cdot 1256 \cdot \sqrt{(1,84 + 0,1) \cdot 61,7968} = 39632,8605 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} = 11,0091 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{40^{\circ}} = 3,16 \cdot 1,14 \cdot 0,8 \cdot 1256 \cdot \sqrt{(1,84 + 0,1) \cdot 49,6805} = 35535,7433 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} = 9,8710 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Задачи

1. Произвести проверку пропускной способности клапана. Исходные данные приведены в таблице.

Варианты	1	2	3
Условный проход D_y , мм	100	150	200
Температура рабочей среды T_1, T_2, T_3 , °С	-20 0 +20	-40 +40	-30 0 +15
Продукт	метан	азот	водород
Площадь сечения седла, мм ²	48	108,5	125
Коэффициент расхода клапана α	0,84	0,9	0,92
Давление настройки клапана $P_{кл}$, МПа	0,5	1,6	1,4

ТЕСТЫ И ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ОБУЧЕНИЯ

На оценку «удовлетворительно»

1. Назначение и устройство технологических трубопроводов:
 - условные проходы;
 - классификация трубопроводов.
2. Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов:
 - стальные трубы и их применение;
 - способы и типы соединения трубопроводов;
 - приварные детали трубопроводов;
 - опоры, подвески и опорные конструкции;
 - трубы, детали и соединения трубопроводов из пластмасс;
 - резиноканевые трубопроводы.

На оценку «хорошо»

1. Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов:
 - стальные трубы и их применение;
 - способы и типы соединения трубопроводов;
 - приварные детали трубопроводов;
 - опоры, подвески и опорные конструкции;
 - трубы, детали и соединения трубопроводов из пластмасс;
 - резиноканевые трубопроводы.
2. Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов и компенсаторы:

- классификация и применение арматуры;
- виды, обозначение и отличительная окраска арматуры;
- компенсаторы;
- контроль качества сварных соединений.

На оценку «отлично»

1. Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов:
 - стальные трубы и их применение;
 - способы и типы соединения трубопроводов;
 - приварные детали трубопроводов;
 - опоры, подвески и опорные конструкции;
 - трубы, детали и соединения трубопроводов из пластмасс;
 - резиноканевые трубопроводы.
2. Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов и компенсаторы:
 - классификация и применение арматуры;
 - виды, обозначение и отличительная окраска арматуры;
 - компенсаторы;
 - контроль качества сварных соединений.
3. Монтаж стальных межцеховых трубопроводов общего назначения:
 - способы прокладки межцеховых трубопроводов;
 - монтаж надземных трубопроводов;
 - монтаж подземных трубопроводов;
 - монтаж компенсаторов;
 - монтаж трубопроводов с обогревом;
 - защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии;
 - тепловая изоляция трубопроводов;
 - приемка и техническое освидетельствование смонтированных трубопроводов;
 - методы испытания трубопроводов и испытательное давление;
 - защитная и опознавательная окраска трубопроводов;
 - сдача и приемка трубопроводов в эксплуатацию.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Предприятие по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаза) – самостоятельное предприятие по обеспечению приема, хранения и отгрузки нефтепродуктов с резервуарным парком и комплексом зданий, сооружений и инженерных коммуникаций производственного и вспомогательного назначения.

Перевалочное (перевалочно-распределительное) предприятие по обеспечению нефтепродуктами (перевалочная нефтебаза) – предприятие, являющееся промежуточным звеном по приему, хранению и отгрузке нефтепродуктов между районами производства и районами потребления и предназначенное для приема сравнительно больших партий нефтепродуктов с одного вида транспорта (железнодорожный, трубопроводный, речной, морской) и отгрузки нефтепродуктов этим или другими видами транспорта более мелкими партиями на распределительные предприятия.

Распределительное предприятие по обеспечению нефтепродуктами (распределительная нефтебаза) – предприятие, предназначенное для приема, хранения и распределения нефтепродуктов в территориально-ограниченном районе обслуживания. Получает нефтепродукты всеми видами транспорта, а отгружает, в основном, автомобильным и в таре.

График поступления и отгрузки – графическое совмещение месячных объемов поступления на нефтебазу и отгрузки с нее каждого сорта нефтепродукта по фактическим данным за последние несколько лет.

Норма запаса нефтепродукта – объем нефтепродукта, создаваемый на нефтебазе для бесперебойного снабжения потребителей в течение расчетного периода. С учетом коэффициента использования емкости резервуаров является расчетной вместимостью (емкостью) резервуарного парка (резервуара).

Текущий запас нефтепродуктов – количество нефтепродуктов, необходимое для бесперебойного обеспечения потребителей в расчетный период между очередными поставками в условиях неравномерности поставок и потребления.

Страховой запас нефтепродуктов – дополнительный запас нефтепродуктов в процентах от текущего запаса, учитывающий колебания фактического потребления нефтепродуктов и гарантирующий обеспеченность нефтепродуктами в непредвиденных случаях.

Транспортный цикл поставок нефтепродуктов – время пробега цистерн в порожнем и груженом состоянии в сутках, затраченное на вы-

полнение всего цикла операций одной и той же цистерной между двумя последовательными погрузками (наливом).

Открытая продуктовая насосная станция – группа насосов, имеющая в своем составе более трех агрегатов и расположенная вне помещений. При количестве агрегатов 3 и меньше группу следует рассматривать как отдельно стоящие насосы.

Фронт слива или налива нефтепродуктов – сливо-наливные устройства и сооружения в совокупности с железнодорожными путями.

Тип нефтепродукта – совокупность нефтепродуктов одинакового функционального назначения (топливо, масло, смазка, битум).

Группа нефтепродуктов – совокупность нефтепродуктов, входящих в один тип, имеющих сходные свойства и область применения (бензин, дизельное топливо, печное топливо, керосин, топливо для реактивных двигателей и др.).

Подгруппа нефтепродуктов - совокупность нефтепродуктов, входящих в одну группу и имеющих сходные показатели качества и условия применения (бензин автомобильный, бензин авиационный, дизельное топливо для быстроходных дизелей и судовых газовых турбин, дизельное топливо для автотранспортных, тепловозных и судовых дизелей, топливо печное, керосин осветительный и т.п.).

Марка нефтепродукта – индивидуальный нефтепродукт (название, номерное или буквенное обозначение), состав и свойство которого регламентированы нормативно-технической документацией (бензин А-6, бензин Аи-93, дизельное топливо «Л», дизельное топливо «З», керосин осветительный КО-30, керосин осветительный КО-25, топливо печное бытовое ТПБ и т.д.).

Вид нефтепродукта – совокупность продуктов, входящих в одну марку, но имеющих разные значения, по одному из показателей качества ГОСТа (бензин летний, бензин зимний, дизельное топливо летнее, дизельное топливо зимнее, дизельное топливо специальное и т.п.).

Сорт нефтепродукта – градация нефтепродукта определенного вида по одному или нескольким показателям качества, установленная нормативной документацией в зависимости от значений, допускаемых отклонений показателей качества (бензин этилированный, бензин неэтилированный, летний бензин с давлением насыщенных паров 500 мм рт. ст., зимний бензин с давлением насыщенных паров 700 мм рт. ст., дизельное топливо с содержанием серы 0,5 %, дизельное топливо вязкостью 3,5 сСт и т.д.)

ЛИТЕРАТУРА

1. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие/ В.Н. Антищев, Г.В. Бахмет, Г.Г. Васильев и др.; под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – М.: ФГУП, «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 560 с.
2. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шамазов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «Дизайн -Полиграф Сервис», 2002. – 658 с.
3. Ф.А. Давлетьяров, Е.И. Зоря, Д.В. Цагарели. Нефтепродуктообеспечение. Под редакцией д. т. н., профессора Д.В. Цагарели. – М.: ИЦ «Математика», 1998. – 662 с.
4. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение: Справочник/ И.Г. Анисимов, К.М. Бадыштова, С.А. Бнатов и др.; под ред. В.М. Школьников. Изд. 2-е перераб. и доп. – М.: ИЦ «Техинфорт», 1999. – 596 с.
5. Яковлев В.С. Хранение нефтепродуктов. Проблемы защиты окружающей среды. – М.: Химия, 1987. – 152 с.
6. Автозаправочные станции: Оборудование. Эксплуатация. Безопасность: В.Г. Коваленко, А.С. Сафонов, А.И. Ушаков, В. Шергалис. – СПб.: НИИ КЦ, 2003. – 280 с.
7. Проектирование и эксплуатация нефтебаз. Учебник для ВУЗов/ С.Г. Едигаров, В.М. Михайлов, А.Д. Прохоров, В.А. Юфин – М.: Недра, 1982. – 280 с.
8. ВНТП 5-95 «Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами»
9. СНБ 3.02.01-98 «Склады нефти и нефтепродуктов»
10. Коваленко П.В. Методические указания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Проектирование и эксплуатация нефтебаз и нефтехранилищ» для студентов специальности 1-70 05 01.– Новополоцк: ПГУ, 2005.

Учебное издание

Составители:
КОВАЛЕНКО Павел Васильевич
КЛЕБАНОВА Марина Николаевна

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕБАЗ И НЕФТЕХРАНИЛИЩ**

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

В 2-х частях

Часть 1

Редактор *Т. А. Дарьянова*
Дизайн обложки *И. С. Васильевой*

Подписано в печать 7.07.06. Формат 60x84 1/16. Гарнитура Таймс. Бумага офсетная.
Печать трафаретная. Усл. печ. л. 19,95. Уч.-изд. л. 18,83. Тираж 50 экз. Заказ 915.

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

ЛИ № 02330/0133020 от 30. 04. 04

ЛП № 02330/0133128 от 27.05.04

211440, г. Новополоцк, ул. Блохина, 29