

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
"Оренбургский государственный университет"

И.В.ЕФРЕМОВ, Е.Л.ГОРШЕНИНА

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ОБОРУДОВАНИЯ РАЗЛИЧНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Рекомендовано Ученым советом государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования "Оренбургский государственный университет" в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по программам высшего профессионального образования по специальности «Безопасность жизнедеятельности в техносфере»

Оренбург 2009

УДК 502.3 (075.8)
ББК 26.23я73
Е 92

Рецензент
кандидат с.-х. наук, доцент Ш.Ш.Хисматуллин

Е 92 **Ефремов, И.В.**
Расчет выбросов углеводородов из оборудования различного технологического назначения: учебное пособие / И.В.Ефремов, Е.Л.Горшенина. - Оренбург: ГОУ ОГУ, 2009. - 99 с.
ISBN

В пособии представлены расчеты выбросов углеводородов из резервуаров и из реактора при регенерации катализатора установок каталитического крекинга; выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из оборудования различного технологического назначения и задания для самостоятельной работы.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по программам высшего профессионального образования по специальности 280101.65 «Безопасность жизнедеятельности в техносфере» при изучении дисциплины «Системы защиты среды обитания».

ББК 26.23я73

© Ефремов И.В., 2009
Горшенина Е.Л.,

ISBN

© ГОУ ОГУ, 2009

Содержание

Введение	6
1 Теория и расчеты.....	16
1.1 Расчет выбросов углеводородов из резервуаров углеводородов и из реактора при регенерации катализатора установок каталитического крекинга.....	16
1.1.1 Расчет выбросов углеводородов от испарения из резервуара.....	16
1.1.2 Расчет выбросов при регенерации катализатора установок каталитического крекинга.....	19
1.2 Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из оборудования различного технологического назначения.....	21
1.2.1 Выбросы загрязняющих веществ из резервуаров нефтеперерабатывающих, нефтедобывающих предприятий и магистральных нефтепроводов.....	21
1.2.2 Выбросы паров нефтей и бензинов	25
1.2.3 Выбросы паров индивидуальных веществ.....	26
1.2.4 Выбросы паров многокомпонентных жидких смесей известного состава.....	27
1.2.5 Выбросы газов из водных растворов.....	28
1.2.7 Выбросы паров нефтепродуктов из резервуаров нефтебаз, ТЭЦ, котельных, складов ГСМ.....	29
1.2.8 Выбросы паров нефтепродуктов из резервуаров автозаправочных станций.....	31
2 Задания для самостоятельной работы.....	33
2.1 Задача 1.....	33
2.1.1 Пример решения задачи 1.....	33
2.2 Задача 2.....	33

2.2.1 Пример решения задачи 2.....	34
2.3 Задача 3.....	34
2.3.1 Пример решения задачи 3.....	35
2.4 Задача 4.....	38
2.4.1 Пример решения задачи 4.....	38
2.5 Задача 5.....	39
2.5.1 Пример решения задачи 5.....	39
2.6 Задача 6.....	41
2.6.1 Пример решения задачи 6.....	41
2.7 Задача 7.....	41
2.7.1 Пример решения задачи 7.....	41
2.8 Задача 8.....	43
2.8.1 Пример решения задачи 8.....	43
2.9 Задача 9.....	44
2.9.1 Пример решения задачи 9.....	44
2.10 Задача 10.....	45
2.10.1 Пример решения задачи 10.....	45
2.1 Задача 11.....	45
2.11.1 Пример решения задачи 11.....	47
Список использованных источников.....	47
Приложение А. Исходные данные для решения задач.....	49
Приложение Б. Таблица Б.1 – Константы уравнения Антуана для некоторых веществ.....	78
Приложение В. Таблица В.1 – Значения константы Генри K_H для водных растворов некоторых газов.....	80
Приложение Г. Таблица Г.1 – Значения средней молекулярной массы паров (М.м) нефтей и углеводородов бензиновой фракции.....	81
Приложение Д. Таблица Д.1 – Физико-химические свойства некоторых газов и жидкостей.....	82

Приложение Е. Таблица Е.1 – Атомные массы некоторых элементов.....	83
Приложение Ж. Таблица Ж.1 – Значения опытного коэффициента K_t	84
Приложение И. Таблица И.1 – Значения опытного коэффициента K_p	85
Приложение К. Таблица К.1 – Значения опытного коэффициента K_v	87
Приложение Л. Таблица Л.1 – Значения опытного коэффициента $K_{об}$	88
Приложение М. Таблица М.1 – Значения содержания паров нефтепродуктов в резервуаре C_1 , удельных выбросов Y_2, Y_3 и опытных коэффициентов $K_{НП}$	89
Приложение Н. Таблица Н.1 - Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении их в одном резервуаре ($G_{хр}$, т/г).....	90
Приложение П. Таблица П.1 – Содержание загрязняющих веществ, % (масс.), в парах различных нефтепродуктов	92
Приложение Р. Таблица Р.1 – Содержание паров различных нефтепродуктов (C , г/м ³) в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров и баков автомашин	93
Приложение С. Таблица С.1 – Средняя молекулярная масса углеводородов M_i и коэффициенты пересчета $K_i / 5$	94
Приложение Т. Таблица Т.1 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест	95
Приложение У. Компонентный состав растворителей, лаков, красок, грунтовок, эмалей.....	96

Введение

Ежегодно по различным оценкам в атмосферу планеты выбрасывается 50...90 млн т углеводородов. Значительная часть этих выбросов приходится на предприятия нефтеперерабатывающей и нефтегазодобывающей отраслей промышленности. Удельные потери углеводорода за счет их испарения на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) различных стран мира составляют 1,1...1,5 кг на 1 т продукта. Только в России в 2008 г. выбросы углеводородов в атмосферу при добыче и переработке нефти составили 1168 тыс. т.

Значительное загрязнение атмосферного воздуха парами нефтепродуктов происходит при заполнении и опорожнении резервуаров нефтехранилищ при так называемых "дыханиях" резервуаров. С момента добычи до непосредственного использования нефтепродукты подвергаются более чем 20 перевалкам, при этом 75 % потерь происходит от испарений и только 25 % — от аварий и утечек. Основная масса "дышащих" резервуаров сосредоточена на нефтепромыслах, нефтеперекачивающих станциях и в резервуарных парках нефтеперерабатывающих заводов. На долю резервуарных парков приходится примерно 70 % всех потерь нефтепродуктов на НПЗ. В 2008 г. потери нефтепродуктов за счет "больших дыханий" составили по нефтеперерабатывающей отрасли России примерно 270 тыс. т.

Загрязнение атмосферы парами нефти и нефтепродуктов происходит также при наливке автомобильных и железнодорожных цистерн на эстакадах и при заправке автомашин на АЗС. Удельные потери нефтепродуктов при наливке железнодорожных цистерн в несколько раз превышает потери из резервуаров. Суммарная резервуарная емкость автозаправочных станций по данным на 2008г. составляет около 240 млн м³. За год через эти мощности реализуется около 130 млн. т различных нефтепродуктов. По расчетным данным автозаправочные станции России выбрасывают в атмосферу в течение года более 140 тыс. т паров углеводородов, автозаправочные станции Германии — 145 тыс. т, Англии — 120 тыс. т.

Потери углеводородов при "больших дыханиях" вызваны сжатием паровоздушной смеси (ПВС) в газовом пространстве (ГП) резервуара поступающим в него жидким нефтепродуктом. Когда давление в ГП достигнет некоторого предельного значения, происходит выброс части ПВС в атмосферу через специальный "дыхательный" клапан.

Потери от "больших дыханий" определяются рядом факторов: объемом, температурой и газонасыщенностью закачиваемого в резервуар нефтепродукта, концентрацией паров нефтепродукта в ПВС, давлением в ГП. Содержание паров в ГП повышается в процессе заполнения резервуара, однако основная масса паров углеводородов накапливается в ГП в период хранения нефтепродукта в резервуаре. Среднегодовые потери от "больших дыханий" составляют около 0,14 % от объема хранимого нефтепродукта.

Уменьшение объема выбросов паров углеводородов в атмосферу может быть достигнуто различными путями: улучшением герметизации емкостей;

снижением абсолютных значений температуры ГП и хранимых продуктов, а также уменьшением амплитуды их колебаний; уменьшением объема ГП в резервуаре; улавливанием паров углеводородов, образующихся в резервуарах.

Практическая реализация этих путей в виде организационно-технических решений представлена на рисунке 1.

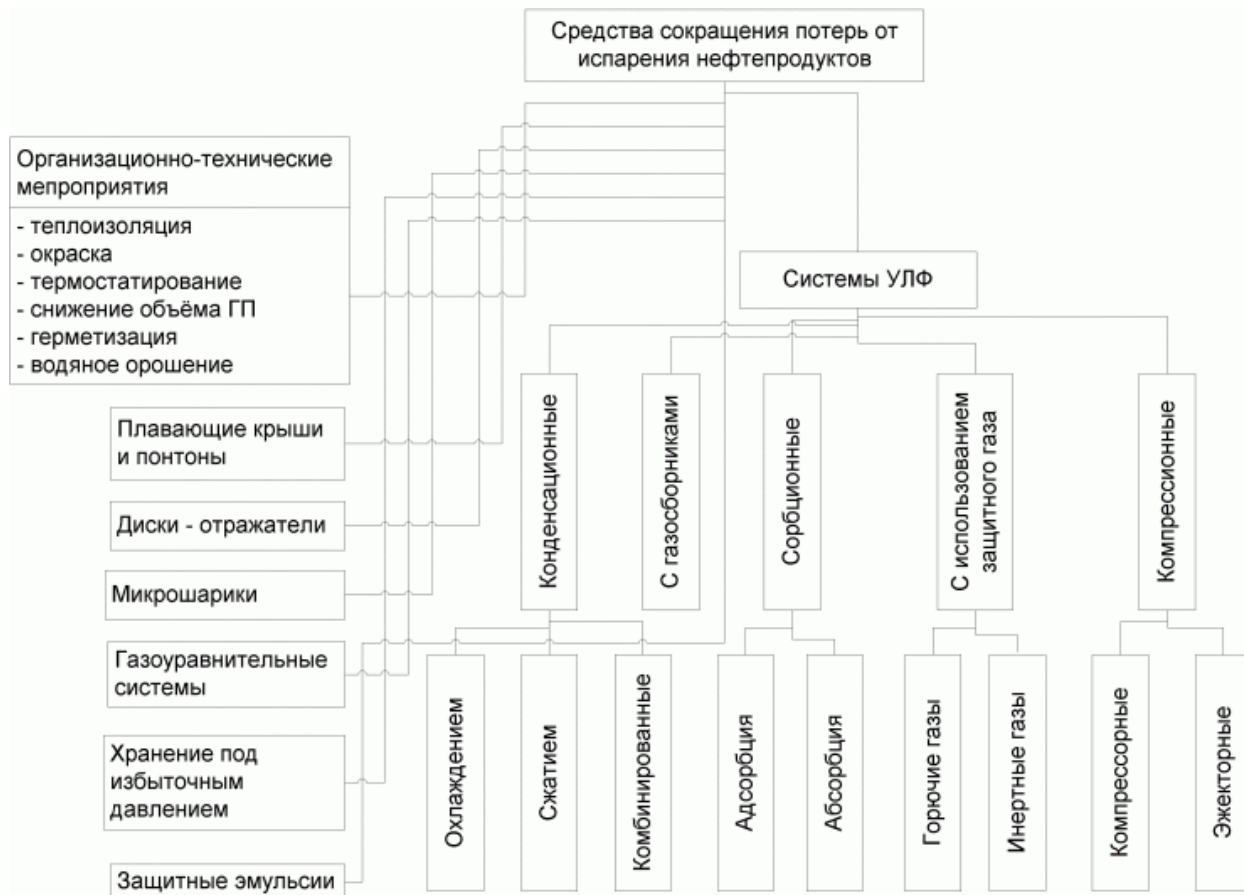


Рисунок 1 - Средства сокращения потерь от испарения (УЛФ - улавливание лёгких фракций).

Сравнительная эффективность (%) снижения выбросов паров углеводородов некоторых из этих систем составляет:

- плавающие крышки (ПК) и понтоны 70..95
- газоуравнительные системы 60..90
- сорбционные системы 90..96
- компрессионные системы до 98

Для сбора, хранения и учета нефти и нефтепродуктов на нефтепромыслах, нефтеперерабатывающих заводах, нефтебазах и станциях магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов служат резервуары - сосуды разнообразной формы и размеров, построенные из различных материалов.

По назначению эти сосуды подразделяются на резервуары для хранения нефти, светлых и темных нефтепродуктов.

По материалу - на металлические и неметаллические. Металлические резервуары сооружают преимущественно из стали. К неметаллическим резервуарам относятся в основном железобетонные резервуары.

Резервуары каждой группы различают по форме: вертикальные, цилиндрические, горизонтально-цилиндрические, каплевидные и других форм.

По схеме установки резервуары делятся на: наземные, у которых днище находится на уровне или выше наинизшей отметки прилегающей площадки; подземные, когда наивысший уровень жидкости в резервуаре находится ниже наинизшей отметки прилегающей площадки не менее чем на 0,2 м. Резервуары сооружают различных объемов от 100 до 120000 м³.

Для хранения светлых нефтепродуктов применяют преимущественно стальные резервуары, а также железобетонные с внутренним покрытием - листовой стальной облицовкой или неметаллическими изоляциями, стойкими к воздействию нефтепродуктов.

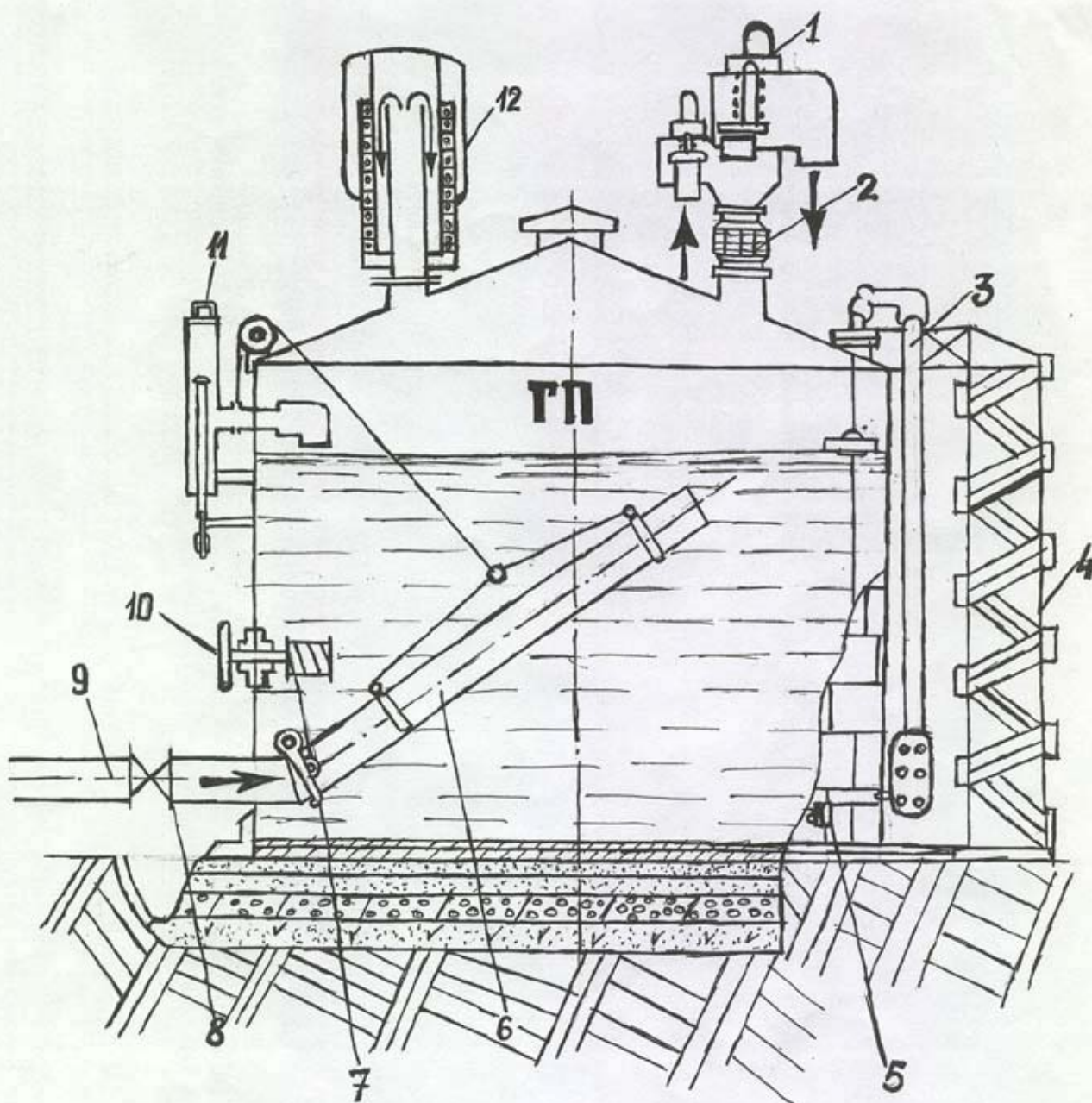
Для хранения больших количеств нефти и темных нефтепродуктов рекомендуется применять в основном железобетонные резервуары. Смазочные масла, как правило, хранят в стальных резервуарах.

Группа однотипных резервуаров, объединенных трубопроводными коммуникациями, называется резервуарным парком. Каждая группа наземных резервуаров ограждается земляным валом или стенкой, высота которых принимается на 0,2 м выше расчетного уровня разлившейся жидкости, но не менее 1 м при ширине земляного вала по верху 0,5 м.

Вертикальные цилиндрические резервуары подразделяются на резервуары низкого давления, с понтонами и с плавающими крышами. Каждый резервуар снабжается лестницей, необходимой для осмотра оборудования, отбора проб и контроля за уровнем нефтепродукта. У места присоединения лестницы к крышке резервуара сооружается замерная площадка, на которой устанавливают замерные приспособления и аппаратуру.

Резервуары низкого давления с щитовым коническим или сферическим покрытием отличаются тем, что покрытие монтируется из готовых щитов, vyplненных из листовой стали толщиной 2,5 мм. Пояса корпуса резервуаров имеют толщину 4-10 мм / снизу вверх/.

Резервуары с коническим покрытием сооружают объемом 100 - 5000 м³, причем в центре их устанавливают центральную стойку, на которую опираются щиты покрытия. Резервуары со сферическим покрытием сооружают объемом 10000, 15000 и 20 000 м³. Щиты покрытия по контуру опираются на кольцо, установленное на корпусе резервуара. Толщина листов резервуаров 6-14 мм. Толщина листов покрытия 3 мм.



К рисунку.

Схема товарного резервуара и расположения на нем оборудования:

- 1 – дыхательный клапан;
- 2 – огневой предохранитель;
- 3 – уровнемер дистанционный универсальный (УДУ – 5);
- 4 – маршевая лестница;
- 5 – люк – лаз;
- 6 – шарнирная подъемная труба;
- 7 – хлопушка;
- 8 – задвижка;
- 9 – приемно-раздаточный патрубок;
- 10 – управление хлопушкой;
- 11 – пенокамера;
- 12 – предохранительный клапан.

Рисунок 2 – Схема товарного резервуара

Резервуары оснащаются дыхательной арматурой и замерными устройствами. К ним относятся (рисунок 2):

1. Люк - лаз для внутреннего осмотра, ремонта и очистки резервуара;
2. Люк световой /на крыше резервуара/ для проветривания и освещения резервуара.

3. Люк замерной для контрольного замера уровня жидкости в резервуаре и взятия проб, которые нормально осуществляются специальным уровнем и сниженным пробоотборником.

4. Хлопушка, предназначенная для предотвращения потерь нефтепродуктов в случае разрыва трубопроводов или выхода из строя резервуарной задвижки.

5. Сифонный водоспускной кран, устанавливаемый для выпуска подтоварной воды из резервуара; монтируется он снаружи резервуара на конце трубы с изогнутым отводом, находящимся внутри резервуара у его днища.

6. Дыхательный клапан, предназначенный для регулирования давления паров нефтепродуктов в резервуаре в процессе закачки или выкачки нефтепродукта, а также колебаний температуры; в зависимости от условий применения и конструкции резервуаров на них устанавливают дыхательные клапаны различных модификации и диаметров.

7. Огневой предохранитель, служащий для защиты резервуара от проникновения в его газовое пространство огня через дыхательную аппаратуру.

8. Предохранительные клапаны /гидравлический' и мембранный/ для регулирования давления паров нефтепродуктов в случае неисправности дыхательного клапана или если сечение дыхательного клапана окажется недостаточным для быстрого пропуска газов или воздуха.

9. Пеногенератор для подачи пены при тушении пожара в резервуаре.

С целью снижения потерь легкоиспаряющейся нефти и нефтепродуктов применяют резервуары с плавающим понтоном.

Понтон, плавающий по поверхности жидкости, уменьшает площадь испарения, благодаря чему резко снижаются (в 4-5 раз) потери от испарения. Понтон представляет собой диск с поплавками, обеспечивающими его плавучесть. Между понтоном и стенкой резервуара оставляется зазор шириной 100 - 300 мм, перекрываемый уплотняющими герметизирующими затворами. Известны несколько конструкций затворов, однако в основном применяют затворы из прорезиненной ткани, профили которой имеют форму петли с внутренним заполнением затвора упругим материалом.

Плавающие понтоны различают двух типов: металлические и из синтетических пенопластовых или пленочных материалов. Резервуар с металлическим понтоном в виде диска с открытыми коробами. К периферийному кольцу жесткости, который одновременно служит и бортом понтона, прикрепляется герметизирующий затвор. Понтон оснащен опорами, на которые он опирается в нижнем положении. В связи с тем, что понтоны сооружают в резервуарах со стационарным покрытием, которое предотвращает попадание атмо-

сферных осадков на поверхность понтонов, это позволяет применять облегченные конструкции понтонов из синтетических пленочных материалов.

Резервуары с плавающей крышей не имеют стационарного покрытия, а роль крыши у них выполняет диск из стальных листов, плавающий на поверхности жидкости.

Каплевидные резервуары применяют для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов с высокой упругостью паров. Оболочке резервуара придают очертание капли жидкости, свободно лежащей на несмачиваемой плоскости и находящемся под действием сил поверхностного натяжения. Благодаря такой форме резервуара создаются условия, при которых все элементы поверхности корпуса под действием давления жидкости растягиваются примерно с одинаковой силой, испытывая одни и те же напряжения, что обеспечивает минимальный расход стали на изготовление резервуара.

В связи с тем, что каплевидные резервуары рассчитывают на внутреннее давление в газовом пространстве 0,04-0,2 МПа и вакуум 0,005 МПа, легкоиспаряющиеся нефтепродукты хранятся почти полностью без потерь от малых "дыханий" и пары выпускают в атмосферу главным образом при наполнении резервуаров.

В зависимости от характера изготовления оболочки различают два основных типа этих резервуаров: гладкие и многоторовые. К каплевидным относятся резервуары с гладким корпусом, не имеющим изломов. Такие резервуары сооружают объемом 5000-6000 м³, рассчитанные на давление 0,075 МПа. Резервуары, корпус которых образуется пересечением нескольких оболочек двойной кривизны называются многокупольными или многоторовыми. Резервуары этого типа сооружаются объемом 500- 20000 м³, они рассчитаны на давление до 0,37 МПа.

Неметаллические резервуары - такие резервуары, у которых несущие конструкции выполнены из неметаллических материалов. К неметаллическим резервуарам в основном относятся железобетонные и резервуары резиноканевых или синтетических материалов, применяемых преимущественно в качестве передвижных емкостей.

Железобетонные резервуары по виду хранимого нефтепродукта подразделяются на резервуары для: мазута, нефти, масел и светлых нефтепродуктов. Поскольку нефть и мазут практически не оказывают химического воздействия на бетон и обладают способностью за счет своих тяжелых фракций и смол тампонировать (кольматировать) мелкопористые материалы, уменьшая со временем их просачиваемость и проницаемость, при их хранении в железобетонных резервуарах не требуется специальной защиты стенок, днищ и покрытия резервуаров. При хранении смазочных материалов во избежание их загрязнения внутренние поверхности резервуаров защищают различными покрытиями или облицовками. То же относится и к резервуарами для светлых легкоиспаряющихся нефтепродуктов, которые, обладая незначительной вязкостью, легко фильтруется через бетон. Кроме того, покрытие в данном слу-

чае должно обладать повышенной герметичностью /газонепроницаемостью/ с целью уменьшения потерь от испарения.

Железобетонные резервуары, кроме экономии металла, обладают еще рядом технологических преимуществ. При хранении в них подогреваемой вязкой нефти и нефтепродуктов медленнее происходит их остывание за счет малых теплотерь, а при хранении легкоиспаряющихся светлых нефтепродуктов уменьшаются потери от испарения, так как резервуары при подземной установке менее подвержены солнечному облучению. Резервуары этого типа по форме в плане сооружают круглыми и прямоугольными. Наиболее экономичны, резервуары круглой формы, однако резервуары прямоугольной формы более просты в изготовлении.

Операторы, обслуживающие резервуары и резервуарные парки, обязаны хорошо знать устройство и назначение каждого резервуара, схему расположения трубопроводов и назначение всех задвижек, чтобы безошибочно делать необходимые переключения при эксплуатации резервуаров наиболее ответственные операции – это наполнение и опорожнение. Расход нефти при наполнении или опорожнении резервуара не должен превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных, а также предохранительных или вентиляционных патрубков. Скорость наполнения или опорожнения резервуаров с понтонами или плавающими крышами должна быть такой, чтобы скорость подъема понтона не превышала 3,5 м/ч по измерениям уровня нефти в резервуаре или по другим данным обнаружено, что нормальное наполнение или опорожнение резервуара нарушено, то немедленно должны быть приняты меры к выяснению причины нарушения и к ее устранению. В необходимых случаях перекачку должна быть остановлена.

Открытие и закрытие резервуарных задвижек должно быть плавное. При наличии электроприводных задвижек с местным или дистанционным управлением должна быть предусмотрена сигнализация, указывающая положение запорного устройства задвижек.

Одновременные операции с задвижками во время перекачки по отключению нового резервуара запрещается. Действующий резервуар должен быть выведен из перекачки только после того, как будут полностью закончены операции с задвижками по вводу в перекачку нового резервуара.

Одновременное автоматическое переключение задвижек в резервуарном палке допускается при условии защиты трубопроводов от повышения давления в случае неправильного переключения задвижек.

При наполнении резервуара необходимо строго следить за высотой уровня нефти, чтобы не допустить перелив нефти или подъем понтона выше верхнего крайнего положения. Уровень нефти должен быть установлен с учетом ее расширения от нагревания. Обычно нефтяные резервуары не заполняют до верха на 3-5 %. При опорожнении резервуаров, оборудованных подогревателями, необходимо следить, чтобы уровень жидкости над подогревателем был не менее 0,5 м, так как действующий оголенный подогреватель создает пожарную опасность.

В резервуарах могут наблюдаться течи в корпусе или днище, вызванные деформацией металла, некачественной сваркой или другими причинами. Поэтому при вступлении на дежурство старший по смене должен обеспечить обход резервуаров. При осмотре сварных резервуаров особое внимание должно быть уделено вертикальным швам нижних поясов корпуса, швам приварки нижнего пояса к днищу, швам окраин днища и прилегающим участкам основного металла.

При появлении трещин в швах или основании металлического днища действующий резервуар должен быть немедленно опорожнен и защищен. При появлении трещин в швах или основном металле стенки действующий резервуар должен быть опорожнен полностью или частично, в зависимости от способа его ремонта.

Визуальный осмотр поверхности понтона необходимо проверять ежемесячно, а плавающие крыши - ежедневно с верхней площадки резервуара. В верхнем положении понтон осматривают через световой люк, в нижнем положении - через люк-лаз в третьем поясе резервуара. При осмотре необходимо следить за тем, нет ли отпотин нефтепродукта на ковре понтона и в коробках, следить за плотностью прилегания затвора к стенке резервуара, к центральной стойке и к кожуху пробоотборника. При обнаружении на ковре понтона нефти ее необходимо удалить и выяснить причину неисправности. В случае нарушения герметичности ковра понтона или коробок резервуар должен быть опорожнен и выведен на ремонт.

При осмотре резервуарного оборудования необходимо следить за состоянием прокладочных колец и шарнира замерного люка, плавностью движения и плотностью посадки тарелок дыхательных клапанов, качеством и уровнем масла в гидравлических предохранительных клапанах, чистотой сетки этих клапанов, ходом хлопушки, наличием и исправностью диафрагмы пеносливной камеры, чистотой пакетов с гофрированной пластинами огневых предохранителей, положением приемного отвода сифонного крана (внерабочем состоянии он должен быть в горизонтальном положении).

Резервуары необходимо периодически очищать от осадков парафина и механических примесей. Особенно интенсивное накопление осадков происходит в резервуарах, в которых хранится малосмолистая парафинистая нефть. Сроки зачистки должны быть определены в зависимости от вида нефти, но не реже 1 раза в два года. Зачистку резервуаров должен осуществлять специально обученный и подготовленный персонал, допущенный медицинской комиссией.

При зачистке резервуаров рекомендуется применить механизированные средства, гидромониторы и парозежекторы. При использовании парозежектора к нему прикрепляют зачисткой шланг. В эжектор подает пар под давлением 0,6-0,7 МПа. Осадок, засасываемой в эжектор, разогревают струей пара, превращают в легко перекачиваемую массу и удаляют из резервуара.

Гидромонитор - моечная машина, в которую подают моечную жидкость под давлением 0,8 -1,2 МПа. Моечная жидкость при помощи брандспойтов

моечной машины вращается в горизонтальной и вертикальной плоскостях, при этом она омывает внутреннюю поверхность резервуара. В качестве моечной жидкости используют горячий /45-70 °С/ водный раствор моющего препарата МЛ-2, концентрация которого составляет 0,15-0,35 %. Препарат МЛ-2 представляет собой композицию синтетических поверхностно-активных веществ с добавками электролитов.

Такой метод - очистки основан на гидродинамическом и физико-химическом воздействии струи моющего раствора на осадки. Под действием раствора осадок размягчается, уменьшается его сила поверхностного натяжения он распределяется в моечной жидкости, образуя неустойчивую эмульсию, которую откачивают из резервуара.

Особое внимание при зачистке резервуара, в котором хранилась сернистая нефть, должны быть удалены пирофорные отложения. Пирофорные отложения образуются вследствие воздействия на железо и его окислы сероводорода и состоят в основном из сернистого железа. Пирофорные отложения способны к самовозгоранию при невысоких температурах. Объясняется это тем, что пирофорные отложения при контакте с кислородом воздуха быстро окисляются, что сопровождается и разогревом, и это может явиться причиной взрывов и пожаров.

При зачистке резервуара, в котором хранилась сернистая нефть необходимо пропаривать резервуар в течение 24 часов. Водяной пар подают с такой интенсивностью, чтобы внутри резервуара все время поддерживалось давление несколько выше атмосферного. Это можно контролировать по выходу водяного пара через дыхательные клапаны, на крыше резервуара. Пропарку следует производить при закрытом нижнем люке, а конденсат спускать в канализацию через спусковую трубу. При этом:

а/ если имеется необходимое дозировочное оборудование, в процессе пропарки в резервуар следует вводить небольшое количество воздуха, обеспечивающее медленное окисление пирофорных отложений до 6 % кислорода в паро-воздушной смеси;

б/ при отсутствии дозировочных устройств по окончании пропарки резервуар необходимо заполнить водой, а затем уровень воды постепенно снижать со скоростью 0,5- 1 м/ч, что обеспечивает медленное окисление пирофорных отложений по мере их высыхания.

Сбрасывать пирофорные отложения в канализацию запрещается. Во избежание самовозгорания извлекаемые из резервуара пирофорные отложения должны поддерживаться во влажном состоянии до удаления из зоны хранения нефти, в специально отведенное место. Каждый резервуар должен периодически подвергаться текущему, среднему и капитальному ремонту. Текущий ремонт резервуара выполняют не реже 1 раза в шесть месяцев без освобождения его от нефти. При этом проверяют техническое состояние корпуса, крыши резервуара и оборудования, расположенного снаружи. Замеченные неисправности устраняются также в процессе эксплуатации. Средства ремонта резервуаров проводят не реже 1 раза в два года, при этом полностью

сливают нефть, зачищают и дегазируют его. но газовое пространство заполняют негорючими /дымовыми/ газами. Внутреннюю и внешнюю поверхности очищают от продуктов коррозии, проверяют техническое состояние корпуса днища и крышки, заваривают коррозионные раковины и отверстия с приваркой накладок, проверяют сварные швы, проверяет и ремонтируют резервуарное оборудование, окрашивают и испытывают резервуар на прочность и герметичность.

Капитальный ремонт резервуара следует проводить по мере необходимости. Срок проведения капитального ремонта назначают на основании результатов проверок технического состояния, осмотров при текущих ремонтах резервуара и его оборудования, а также осмотров во время зачисток резервуара от загрязнений и нефтяных остатков. При капитальном ремонте выполняют все работы, предусмотренные средним ремонтом, а также заменяют дефектные листы корпуса, днища и крыши, исправляют положение резервуара /при неравномерной осадке/, ремонтируют основание, исправляют или заменяют оборудование.

1 Теория и расчеты

1.1 Расчет выбросов углеводородов из резервуаров углеводородов и из реактора при регенерации катализатора установок каталитического крекинга

1.1.1 Расчет выбросов углеводородов от испарения из резервуара

В течение года выброс углеводородов в атмосферу происходит при испарении из резервуаров. Потери углеводородов от испарения из резервуаров с нефтепродуктами (керосин, дизельное топливо, мазут, масла и др.) определяют суммированием потерь за шесть наиболее теплых и шесть наиболее холодных месяцев года и рассчитывают по формуле:

$$P_{рез}^{T(x)} = V^{T(x)} C_M^{T(x)} K_1 K_2 \cdot 10^{-6}, \text{ Т,} \quad (1)$$

где $V^{T(x)}$ — объем нефтепродукта, поступающего в резервуар или группу одноцелевых резервуаров в течение теплого (холодного) периода года, м^3 ;

$C_M^{T(x)}$ — массовая концентрация насыщенных паров при средней температуре газового пространства резервуаров за соответствующий период года, г/м^3 (рисунок 3);

K_1 — опытный коэффициент, характеризующий удельные потери углеводородов с учетом среднеквартальной оборачиваемости резервуаров;

K_2 — коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь от испарения и режим эксплуатации резервуара.

Среднеквартальная оборачиваемость резервуаров n равна:

$$n = V^{T(x)} / V_{рез}, \quad (2)$$

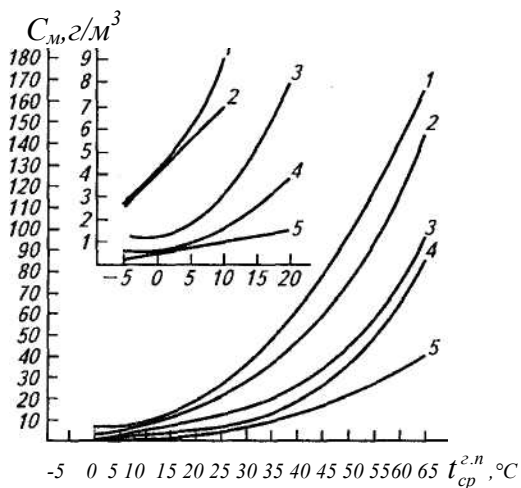
где $V_{рез}$ — объем резервуара или группы одноцелевых резервуаров, м^3 .

Значение коэффициента K_2 определяют так же, как для резервуаров с нефтью и бензином (таблица 1). Значения K_1 определяют по рисунку 4.

Значение среднеквартальной температуры газового пространства резервуара ($t_{cp}^{c.n}$) принимается:

для I и IV кварталов (холодный период года):

$$t_{cp}^{c.n} = \frac{t_n + t_a}{2}. \quad (3)$$



1 — керосин; 2—лигроин; 3 — дизельное топливо; 4— мазут; 5—масла, присадки; $t_{cp}^{г}$ — средняя температура газового пространства резервуара.

Рисунок 3 - Массовые концентрации насыщенных паров C_M для различных нефтепродуктов:

Таблица 1 - Значение коэффициента K_2

Режим эксплуатации	Значения K_2				
	наземные металлические резервуары			подземные железобетонные резервуары	
	без оснащения техническими средствами снижения потерь	Оснащенные понтоном или плавающей крышей	включенные в газоуравнительную систему	без оснащения техническими средствами снижения потерь	включенные в газоуравнительную систему
1	2	3	4	5	6
Эксплуатируется в режиме «мерник»	1,0	0,2	0,2	0,8	0,1
То же, но с открытыми люками или снятыми «дыхательными» клапанами	1,1	0,25	1,1	0,9	0,9

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
Эксплуатируется в режиме «буферная емкость»	0,1	0,05	0,05	0,15	-
То же, но с открытыми люками или со снятыми «дыхательными» клапанами	0,15	0,07	0,2	0,2	-

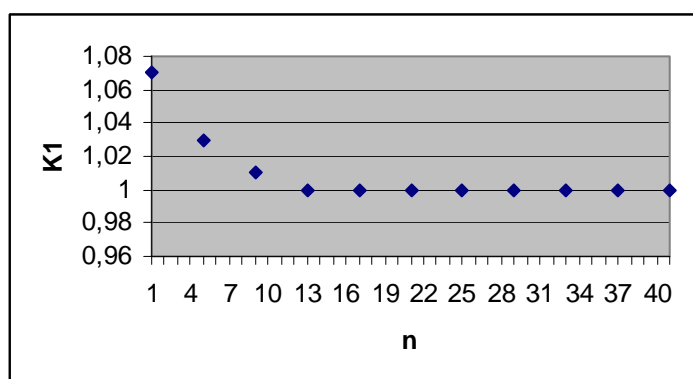


Рисунок 4 - Зависимость коэффициента K_1 от среднеквартальной оборачиваемости резервуара n .

для II и III кварталов (теплый период года):

$$t_{cp}^{c.n} = 0,7t_n + 0,3t_g, \quad (4)$$

где t_H — среднеквартальная температура нефтепродукта в резервуаре, °С;

t_b — среднеквартальная температура атмосферного воздуха, °С.

Потери углеводородов при испарении из резервуаров за год определяются по формуле:

$$\Pi_{рез}^{год} = \Pi_{рез}^T + \Pi_{рез}^x \cdot \quad (5)$$

Поскольку керосины, лигроины, дизельные топлива подвергаются сероочистке (гидроочистка, выщелачивание), выбросы сероводорода из резервуаров с данными нефтепродуктами будут отсутствовать. Отсутствуют выбросы H_2S и из резервуаров с мазутами, маслами и присадками, так как H_2S в тяжелых фракциях не содержится.

1.1.2 Расчет выбросов при регенерации катализатора установок каталитического крекинга

Каталитический крекинг — процесс высокотемпературной переработки нефти, проводимый с целью увеличения выхода моторных топлив, протекающий с использованием катализаторов.

В процессе эксплуатации катализатора происходит снижение его активности (отравление ядами — сернистыми соединениями и др.). С целью повышения активности катализатора и возвращения его в технологический процесс проводят его регенерацию.

Выбросы оксида углерода при регенерации катализатора рассчитывают по формуле:

$$P_{CO} = 1,25VC_{CO} \cdot \frac{273 \cdot 10^{-2}}{273 + t_{yx}}, \text{ кг/ч}, \quad (6)$$

где 1,25 — плотность оксида углерода при 0°C и 760 мм рт. ст.;

V — объем выбросов образующихся газов регенерации катализатора, равный количеству подаваемого на регенерацию воздуха;

C_{CO} — объемная концентрация оксида углерода в отходящих газах, % (об.);

t_{yx} — температура газов на выходе из регенератора (уходящих газов), $^\circ\text{C}$.

Выбросы углеводородов и оксидов азота рассчитывают по формуле:

$$P_i = VC_i \cdot 10^{-6}, \text{ кг/ч} \quad (7)$$

где C_i — концентрация вредного вещества в отходящих газах, мг/м^3 .

Выбросы катализаторной пыли рассчитывают по формуле:

$$P_{II} = Gq, \text{ кг/ч} \quad (8)$$

где G — производительность установки по сырью, т/ч;

q — удельный выброс катализаторной пыли в килограммах на тонну перерабатываемого на установке сырья, кг/т.

Значения C_{CO} , C_i и q представлены в таблице 2.

Количество выбросов диоксида серы рассчитывают по содержанию общей серы в коксе — S_K , % (мас.):

$$P_{SO_2} = 2B_K S_K \cdot 10^{-2}, \quad (9)$$

или по содержанию общей серы в сырье установки — S_c , % (мас.):

$$P_{SO_2} = 2,4B_K S_c \cdot 10^{-2} \quad (10)$$

где S_c — содержание общей серы в сырье установки, % (мас);

B_K — количество кокса, выгорающего с поверхности катализатора, кг/ч;

$$B_K = 10^{-3} NG(C_1 - C_2), \quad (11)$$

где N — кратность циркуляции катализатора, т/т сырья;

G — производительность установки по сырью, т/ч;

C_1 , C_2 — содержание кокса на катализаторе до и после регенерации соответственно, % (мас).

Кратность циркуляции катализатора определяется по формуле:

$$N = M / G, \quad (12)$$

где M — масса катализатора, т.

Таблица 2 - Значения величин C_{CO} , C_i , q

Выбросы вредных веществ	Вид катализатора	
	шариковый	пылевидный
C_{CO} , %	0,35	7,20**
C_{VB}^* , мг/м ³	77,68	77,68
C_{NO_i} , мг/м ³	140,60	140,60
q , кг/т	0,53	0,81
* Содержание углеводородов в отходящих газах.		
** При использовании промоторов содержание оксида углерода в отходящих газах снижается до 0,02 % (об.).		

1.2 Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из оборудования различного технологического назначения

Приведенные ниже указания разработаны с целью создания единой методологической основы по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров на действующих, проектируемых и реконструируемых предприятиях. Они устанавливают порядок определения выбросов загрязняющих веществ из резервуаров для хранения нефтепродуктов расчетным методом, в том числе и на основе удельных показателей выделения.

Данные указания распространяются на источники выбросов загрязняющих веществ: нефте- и газоперерабатывающие предприятия, предприятия по обеспечению потребителей нефтепродуктами (нефтебазы, склады горючесмазочных материалов, магистральные нефтепродуктопроводы, автозаправочные станции), тепловые электростанции (ТЭЦ), котельные и др.

Полученные результаты используются при учете и нормировании выбросов загрязняющих веществ от источников предприятий, технологические процессы которых связаны с хранением нефтепродуктов в резервуарах различных типов, а также при экспертных оценках для определения экологических характеристик подобного оборудования.

1.2.1 Выбросы загрязняющих веществ из резервуаров нефтеперерабатывающих, нефтедобывающих предприятий и магистральных нефтепроводов

1.2.1.1 Расчет давления насыщенных паров индивидуальных жидкостей

Давление насыщенных паров индивидуальных жидкостей при фактической температуре (P_t , мм рт. ст.) определяется по уравнениям Антуана:

$$P_t = 10^{\left(A - \frac{B}{273 + t_{ж}} \right)}, \quad (13)$$

или

$$P_t = 10^{\left(A - \frac{B}{C + t_{ж}} \right)}, \quad (14)$$

где A , B , C — константы, зависящие от природы вещества; для предприятий нефтепереработки принимаются по приложению Б, а для предприятий иного профиля — по справочным данным (например: Справочник химика. В 2-х т. Т. 1 — Л.: Химия, 1967);

$t_{ж}$ — температура жидкости в резервуаре, °С.

Кроме того, давление насыщенных паров жидкостей можно принимать по номограммам $P_t = f(t_{ж})$ (например: Павлов К. Ф. и др. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. — М.: Химия, 1964) и по ведомственным справочникам.

Парциальное равновесное давление пара индивидуального вещества в паровоздушной смеси над многокомпонентным раствором (нефтепродуктом) может быть определено по закону Рауля:

$$p_i = P_t x_i, \quad (15)$$

где P_t — давление насыщенных паров индивидуальных веществ при температуре жидкости, мм рт. ст.;

x_i — мольная доля i -го вещества в растворе.

1.2.1.2 Расчет давления газов над их водными растворами

Давление газов над их водными растворами при фактической температуре (P_t , мм рт. ст.) рассчитывается по формуле:

$$P_t = \frac{K_G X_i \cdot 18}{M.M_i}, \quad (16)$$

где K_G — константа Генри (мм рт. ст.), принимается по справочным данным или (для некоторых газов) по приложению В;

X_i — массовая доля i -го газа, кг/кг воды;

18 — молекулярная масса воды;

$M.M_i$ — молекулярная масса i -го газа.

1.2.1.3 Определение молекулярной массы паров жидкостей

Молекулярная масса паров нефти и нефтепродуктов принимается в зависимости от температуры начала их кипения по приложению Г.

Молекулярная масса однокомпонентных продуктов нефтепереработки принимается по приложению Д, а других продуктов — по справочным данным или путем расчета, произведенного исходя из структурной формулы вещества.

Атомные массы некоторых элементов представлены в приложении Е.

1.2.1.4 Определение значений опытного коэффициента K_t

Опытный коэффициент K_t для пересчета значений концентраций насыщенных паров в резервуарах при температуре 38°C к фактической температуре определяется по формуле:

$$K_t = \frac{P_t \rho_t}{P_{38} \rho_{38}}, \quad (17)$$

где ρ_t — плотность паров жидкости при фактической температуре, кг/м³;

ρ_{38} — то же, при температуре 38 °С, кг/м³;

P_t — давление насыщенных паров индивидуальных веществ при температуре жидкости, мм рт. ст.

Значения K_t^{\max} и K_t^{\min} коэффициента K_t принимаются в зависимости от максимальной (max) и минимальной (min) температур жидкости при закачке ее в резервуар по приложению Ж.

1.2.1.5 Определение значений опытного коэффициента K_p

Опытный коэффициент K_p , характеризующий эксплуатационные особенности резервуара, определяется по формуле:

$$K_p = C_\phi / C_H, \quad (18)$$

где C_ϕ — фактическая концентрация паров жидкости, г/м³;
 C_H — концентрация насыщенных паров жидкости, г/м³;
 C_ϕ и C_H определяются при одной и той же температуре.

Все эксплуатируемые на предприятии резервуары характеризуются по следующим признакам:

- наименование жидкости;
- индивидуальный резервуар или группа одноцелевых резервуаров;
- объем резервуара;
- наземный или заглубленный;
- вертикальное или горизонтальное расположение;
- режим эксплуатации («мерник» или «буферная емкость»);
- оснащенность техническими средствами сокращения выбросов (ССВ);
- понтон, плавающая крыша (ПК), газовая обвязка резервуаров (ГОР);
- количество групп одноцелевых резервуаров.

Режим эксплуатации «буферная емкость» характеризуется совпадением объемов закачки и откачки жидкости из одного и того же резервуара.

Значения K_p принимаются по данным приложения И, кроме ГОР.

При этом приводимые в приложении И значения K_p зависят от разности температур закачиваемой жидкости и атмосферного воздуха в наиболее холодный период года; жидкости подразделяются на три группы:

группа А — нефть из магистрального трубопровода и другие нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;

группа Б — нефть после электрообессоливающей установки (ЭЛОУ), бензины товарные, бензины широкой фракции (прямо-гонные, катализаты, рафинаты, крекинг-бензины и т. д.) и другие продукты при температуре закачиваемой жидкости, превышающей температуру воздуха, не более чем на 30 °С;

группа В — узкие бензиновые фракции, ароматические углеводороды, керосин, топлива, масла и другие жидкости при температуре, превышающей температуру воздуха на 30 °С.

Значения коэффициента K_p^{zop} для газовой обвязки группы одноцелевых резервуаров определяются для случаев одновременности закачки и откачки жидкости из резервуаров по формуле:

$$K_p^{zop} = 1,1K_p \frac{Q_{зак} - Q_{отк}}{Q_{зак}}, \quad (19)$$

где $(Q_{зак} - Q_{отк})$ — абсолютная средняя разность объемов закачиваемой и откачиваемой из резервуаров жидкости, м³.

Для группы одноцелевых резервуаров с имеющимися техническими средствами сокращения выбросов (ССВ) и при их отсутствии (ОТС) определяются средние значения коэффициента K_p^{cp} по формуле:

$$K_p^{cp} = \frac{(K_p V_p N_p)^{CCB} + (K_p V_p N_p)^{OTC}}{(V_p N_p)^{CCB} + (V_p N_p)^{OTC}}, \quad (20)$$

где V_p — объем резервуара, м³;
 N_p — число резервуаров, шт.

1.2.1.6 Определение значений коэффициента K_B

Коэффициент K_B (см. формулу 22 и далее) рассчитывается на основе формулы Черникина, в зависимости от давления насыщенных паров над жидкостью.

При $P_t \leq 540$ мм рт. ст. $K_B = 1$, а при больших значениях P_t коэффициент K_B принимается по приложению К.

1.2.1.7 Определение значений опытного коэффициента $K_{об}$

Опытный коэффициент $K_{об}$ (см. формулу 23 и далее) принимается по приложению Л в зависимости от годовой оборачиваемости резервуаров n , равной:

$$n = \frac{B}{\rho_{ж} V_p N_p}, \quad (21)$$

где B — количество жидкости, закачиваемой в резервуары в течение года, т/год;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкости, т/м³;

V_p — объем одноцелевого резервуара, м³;

N_p — число резервуаров, шт.

1.2.2 Выбросы паров нефтей и бензинов

Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитываются по следующим формулам:

максимальные выбросы (M , г/с):

$$M = P_{38} \cdot M_{.м} \cdot K_t^{\max} K_p^{\max} K_v V_4^{\max} \cdot 0,163 \cdot 10^{-4}; \quad (22)$$

годовые выбросы (G , т/год):

$$G = \frac{P_{38} \cdot M_{.м} \cdot (K_t^{\max} K_v + K_t^{\min}) K_p^{cp} K_{об} B \cdot 0,294}{10^7 \rho_{ж}}, \quad (23)$$

где P_{38} — давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38⁰С;

$M_{.м}$ — молекулярная масса паров жидкости;

K_t^{\min} , K_t^{\max} — опытные коэффициенты, принимаются по приложению

И;

K_p^{cp} , K_p^{\max} — опытные коэффициенты, принимаются по приложению

И;

V_4^{\max} — максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/ч;

K_v — опытный коэффициент, принимается по приложению К;

$K_{об}$ — коэффициент оборачиваемости, принимается по приложению

М;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкости, т/м³;

B — количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год.

Для предприятий, имеющих более 10 групп одноцелевых резервуаров, допускается принимать значения коэффициента K_p^{cp} и при максимальных выбросах.

В случае, если бензины автомобильные закачиваются в группу одноцелевых резервуаров в летний период как бензин «летний», а в зимний период как бензин «зимний», то:

$$G = \frac{0,294 \left[(P_{38} K_t^{\max} K_{\epsilon}^{\min} M..M)^{\text{лет}} + (P_{38} K_t^{\min} \cdot M..M)^{\text{зим}} \right] K_p^{cp} K_{об} B}{10^7 \rho_{жс}}. \quad (24)$$

Выбросы паров нефтей и бензинов по группам углеводородов (предельных и непредельных), бензола, толуола, этилбензола, ксилола и сероводорода рассчитываются по следующим формулам:

максимальные выбросы i -го загрязняющего вещества (M_i , г/с):

$$M_i = MC_i \cdot 10^{-2}; \quad (25)$$

годовые выбросы (G_i , т/год):

$$G = GC_i \cdot 10^{-2}, \quad (26)$$

где M и G — см. формулы 22 и 23;

C_i — концентрация i -го загрязняющего вещества, % (мас).

1.2.3 Выбросы паров индивидуальных веществ

Выбросы паров жидкости рассчитываются по следующим формулам:

максимальные выбросы (M , г/с):

$$M = \frac{0,445 P_t \cdot M..M \cdot K_p^{\max} K_{\epsilon} V_q^{\max}}{10^2 (273 + t_{жс}^{\max})}, \quad (27)$$

годовые выбросы (G , т/год):

$$G = \frac{0,160 (P_t^{\max} K_{\epsilon} + P_t^{\min}) \cdot M..M \cdot K_p^{cp} K_{об} B}{10^4 \rho_{жс} (546 + t_{жс}^{\max} + t_{жс}^{\min})}, \quad (28)$$

где P_t^{\min} и P_t^{\max} — давление насыщенных паров жидкостей при минимальной и максимальной температурах жидкости соответственно, мм рт. ст.;

M — молекулярная масса паров жидкости;

K_p^{cp} , K_p^{\max} — опытные коэффициенты, принимаются по приложению

К;

K_θ — опытный коэффициент, принимается по приложению К;

$V_ч^{\max}$ — максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки в него жидкости, м³/ч;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкости, т/м³;

$t_{ж}^{\min}$ и $t_{ж}^{\max}$ — минимальная и максимальная температуры жидкости в резервуаре соответственно, °С;

$K_{об}$ — коэффициент оборачиваемости, принимается по приложению Л;

B — количество жидкости, закачиваемой в резервуары в течение года, т/год.

1.2.4 Выбросы паров многокомпонентных жидких смесей известного состава

Выбросы i -го компонента паров жидкости рассчитываются по следующим формулам:

максимальные выбросы (M_i , г/с):

$$M_i = \frac{0,445 P_{ti} X_i K_p^{\max} K_\theta V_ч^{\max}}{10^2 \sum_i (X_i / M_i) (273 + t_{ж}^{\max})}; \quad (29)$$

годовые выбросы (G_i , т/год):

$$G_i = \frac{0,160 (P_{ti}^{\max} K_\theta + P_{ti}^{\min}) X_i K_p^{cp} K_{об} B \sum_i (X_i / \rho_i)}{10^4 \sum_i (X_i / M_i) (546 + t_{ж}^{\max} + t_{ж}^{\min})}, \quad (30)$$

где P_{ti}^{\min} и P_{ti}^{\max} — давление насыщенных паров i -го компонента при минимальной и максимальной температурах жидкости соответственно, мм рт. ст.;

X_i — массовая доля i -го компонента;

K_p^{cp} , K_p^{\max} — опытные коэффициенты, принимаются по приложению

К;

K_θ — опытный коэффициент, принимается по приложению К;

$K_{об}$ — коэффициент оборачиваемости, принимается по приложению М;

$t_{ж}^{\min}$ и $t_{ж}^{\max}$ - минимальная и максимальная температуры жидкости в резервуаре, соответственно, °С;

V^{\max} — максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки в него жидкости, м³/ч;

B — количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год.

Данные по компонентному составу растворителей, лаков, красок и т. д. представлены в приложении У.

1.2.5 Выбросы газов из водных растворов

Выбросы i -го компонента газа из водных растворов рассчитываются по следующим формулам:

максимальные выбросы (M_i , г/с):

$$M_i = \frac{0,08 K_G^{\max} X_i K_p^{\max} V_q^{\max}}{(273 + t_{ж}^{\max})}; \quad (31)$$

годовые выбросы (G_i , т/год):

$$G_i = \frac{0,289(K_G^{\max} + K_G^{\min}) X_i K_p^{cp} V_q^{\max} \tau_1 \tau_2}{10^3 (546 + t_{ж}^{\max} + t_{ж}^{\min})}, \quad (32)$$

где K_G^{\min} , K_G^{\max} — константа Генри при минимальной и максимальной температурах соответственно, мм рт. ст.;

X_i — массовая доля i -го компонента в газе;

K_p^{cp} , K_p^{\max} — опытные коэффициенты, принимаются по приложению К;

V_q^{\max} — максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки в него жидкости, м³/ч;

$t_{ж}^{\min}$ и $t_{ж}^{\max}$ — минимальная и максимальная температуры жидкости в резервуаре соответственно, °С;

τ_1 и τ_2 - продолжительность эксплуатации резервуара, соответственно сут./год и ч/сут.

1.2.6 Выбросы паров нефтепродуктов (кроме бензинов)

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по следующим формулам:

максимальные выбросы (M , г/с):

$$M = C_{20} K_t^{\max} K_p^{\max} V_4^{\max} / 3600 ; \quad (33)$$

годовые выбросы (G , т/год):

$$G = \frac{C_{20} (K_t^{\max} + K_t^{\min}) K_p^{cp} K_{об} B}{2 \cdot 10^6 \rho_{ж}}, \quad (34)$$

где C_{20} — концентрация насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 20 °С, г/м³;

K_t^{\min} и K_t^{\max} — опытные коэффициенты при минимальной и максимальной температурах жидкости соответственно, принимаются по приложению И;

K_p — опытный коэффициент, принимается по приложению И;

$K_{об}$ — опытный коэффициент, принимается по приложению Л;

B — количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год;

V_4^{\max} — максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки в него жидкости, м³/ч;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкости, т/м³.

Для предприятий, имеющих более 10 групп одноцелевых резервуаров (для керосинов, дизельных топлив и т. д.), допускается принимать значения коэффициента K_p^{cp} при максимальных выбросах.

В случае, если дизельное топливо закачивается в группу одноцелевых резервуаров в летний период как ДТ «летнее», а в зимний период как ДТ «зимнее», то:

$$G = \frac{(C_{20}^л K_t^{\max} + C_{20}^з K_t^{\min}) K_p^{cp} K_{об} B}{2 \cdot 10^6 \rho_{ж}}, \quad (35)$$

где $C_{20}^л$ и $C_{20}^з$ — концентрация насыщенных паров летнего и зимнего видов дизельного топлива соответственно, г/м³.

1.2.7 Выбросы паров нефтепродуктов из резервуаров нефтебаз, ТЭЦ, котельных, складов ГСМ

Исходные данные для расчета выбросов:

Количество закачиваемой в резервуар жидкости принимается по данным предприятия в осенне-зимний ($B_{оз}$, т) период года и весенне-летний ($B_{вл}$, т) период. Кроме того, определяется объем паровоздушной смеси, вы-

тесняемой из резервуара во время закачки в него жидкости ($V_{\text{ч}}$, м³/с), принимаемый равным производительности насоса.

Значения опытных коэффициентов K_p принимаются по данным приложения И.

Выбросы из резервуаров с нижним боковым подогревом одновременно следует рассчитывать согласно методическим указаниям, приведенным в разделе 1.2.6.

Выбросы паров нефтепродуктов. Валовые выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по следующим формулам:

максимальные выбросы (M , г/с):

$$M = C_1 K_p^{\max} V_{\text{ч}}^{\max} / 3600; \quad (36)$$

годовые выбросы (G , т/год):

$$G = (Y_2 B_{\text{оз}} + Y_3 B_{\text{вл}}) K_p^{\max} \cdot 10^{-6} + G_{\text{хр}} K_{\text{НП}} N_p, \quad (37)$$

где C_1 — содержание паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по приложению П;

Y_2 и Y_3 — средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по приложению П;

$K_{\text{НП}}$ — опытный коэффициент, принимается по приложению М;

$G_{\text{хр}}$ — выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по приложению Н.

Опытный коэффициент:

$$K_{\text{НП}} = C_1^{20} / C_{\text{б.а}}^{20}, \quad (38)$$

где C_1^{20} — содержание в резервуаре насыщенных паров нефтепродуктов при 20 °С, г/м³;

$C_{\text{б.а}}^{20}$ — содержание в резервуаре насыщенных паров бензина автомобильного, г/м³.

Содержание углеводородов (предельных, непредельных), бензола, толуола, этилбензола и ксилолов (C_i , % (мас.)) в парах товарных бензинов приведены в приложении П.

Выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам 22 и 23.

1.2.8 Выбросы паров нефтепродуктов из резервуаров автозаправочных станций

Исходные данные для расчета выбросов

Для расчета максимальных выбросов принимается объем нефтепродукта, слитого из автоцистерны в резервуар ($V_{сл}$, м³).

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта принимается по данным АЗС в осенне-зимний ($Q_{оз}$, м³) и весенне-летний ($Q_{вл}$, м³) периоды года.

Одновременная закачка нефтепродукта в резервуары и баки автомобилей не осуществляется.

Выбросы паров нефтепродуктов

Валовые выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по следующим формулам:

максимальные выбросы (M , г/с)

для автомобильных бензинов и дизельных топлив:

$$M = (C_p^{\max} V_{сл}) / 1200; \quad (39)$$

для масел:

$$M = (C_p^{\max} V_{сл}) / 3600, \quad (40)$$

где 1200 и 3600 — среднее время слива, с;

годовые выбросы (G , т/год); рассчитываются суммарно при закачке в резервуар, баки автомашин ($G_{зак}$) и при проливах нефтепродуктов на поверхность ($G_{пр}$), т. е.:

$$G = G_{зак} + G_{пр}; \quad (41)$$

$$G_{зак} = [(C_p + C_6) Q_{оз} + (C_p + C_6) Q_{вл}] \cdot 10^{-6}, \quad (42)$$

где C_p , C_6 — содержание паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров и баков автомашин (г/м³), принимаются по приложению Р;

годовые выбросы (G , т/год) при проливах:

для автомобильных бензинов:

$$G_{пр} = 125(Q_{оз} + Q_{вл}) \cdot 10^{-6}; \quad (43)$$

для дизельных топлив:

$$G_{np} = 50(Q_{oz} + Q_{вл}) \cdot 10^{-6}; \quad (44)$$

для масел:

$$G_{np} = 12,5(Q_{oz} + Q_{вл}) \cdot 10^{-6}, \quad (45)$$

где 125, 50 и 12,5 — удельные выбросы, г/м³.

В качестве удельных выбросов при проливах приведены данные о потерях при стекании нефтепродукта со стенок заправочных и сливных шлангов в граммах, отнесенных к 1 м³ соответствующего нефтепродукта.

Значения содержания паров углеводородов (С, г/м³) в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров и баков автомашин приведены в приложении Р.

Значения содержания предельных, непредельных углеводородов, бензола, толуола, этилбензола и ксилола* в парах различных нефтепродуктов приведены в приложении П.

* Здесь и далее под термином «ксилол» подразумевается смесь орто-, мета- изомеров.

Выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам 27 и 28.

2 Задания для самостоятельной работы

2.1 Задача 1

Определить выбросы керосина из резервуаров за теплый период года. За теплый период в резервуарный парк поступило $V^{T(x)}$, м³ нефтепродукта (Н); суммарный объем резервуаров $V_{рез}$, м³. Средняя температура керосина за теплый период t_n , °С, средняя температура воздуха за теплый период t_b , °С.

2.1.1 Пример решения задачи 1 (вариант 1 из таблицы А.1)

2.1.1.1 Определяют температуру газового пространства резервуаров по формуле 4:

$$t_{cp}^{Г.П} = 0,7 \cdot 20 + 0,3 \cdot 15 = 14 + 4,5 = 18,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

2.1.1.2 Для керосина по рисунку 1 находят массовую концентрацию насыщенных паров при $t_{cp} = 18,5$ °С:

$$C_M^T = 16 \text{ г/м}^3.$$

2.1.1.3 Оборачиваемость резервуаров за шесть наиболее теплых месяцев года (II и III кварталы) составит (по формуле 2):

$$n = 20000/2500 = 8.$$

Значение K_1 определяют по графику на рисунке 2 при $n = 8$:

$$K_1 = 1,017.$$

2.1.1.4 Поскольку резервуары эксплуатируются как «мерники» и не имеют технических средств сокращения потерь, $K_2 = 1$ (по таблице 1).

2.1.1.5 Определяют выбросы керосина из резервуаров за теплый период года по формуле 1:

$$P_{рез}^{T(x)} = V^{T(x)} C_M^T K_1 K_2 \cdot 10^{-6} = 20000 \cdot 16 \cdot 1,017 \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 0,325 \text{ т}.$$

Другие варианты задачи 1 представлены в приложении А (таблица А.1).

2.2 Задача 2

Определить выбросы вредных веществ при регенерации шарикового катализатора на установке каталитического крекинга. Производительность установки G , т/ч, объем подаваемого на регенерацию воздуха V , м³/ч. Содер-

жание серы в сырье установки S_c , % (мас). Масса катализатора M , т, содержание кокса на катализаторе до регенерации C_1 , % (мас), после регенерации — C_2 , % (мас). Температура газов на выходе из регенератора t_{yx} , °C.

2.2.1 Пример решения задачи 2 (вариант 1 из таблицы А.2).

2.2.1.1 Рассчитывают выбросы CO по формуле 6:

$$P_{CO} = 1,25 \cdot 20000 \cdot 35 \cdot \frac{273 \cdot 10^{-2}}{273 + 190} = 51,59 \text{ кг/ч.}$$

2.2.1.2 Рассчитывают выбросы углеводородов по формуле 7:

$$P_{yg} = 20000 \cdot 77,68 \cdot 10^{-6} = 1,55 \text{ кг/ч.}$$

2.2.1.3 Рассчитывают выбросы оксидов азота по формуле 7:

$$P_{NO_x} = 20000 \cdot 140,6 \cdot 10^{-6} = 2,81 \text{ кг/ч.}$$

2.2.1.4 Рассчитывают выбросы катализаторной пыли по формуле 8:

$$P_{II} = 30 \cdot 0,53 = 15,9 \text{ кг/ч.}$$

2.2.1.5 Для расчета выбросов диоксида серы определяют по формуле 11 количество кокса, выгоревшего с поверхности катализатора:

$$B_k = 10^{-3} \cdot 2 \cdot 30 \cdot (1,1 - 0,09) = 606 \text{ т/ч.}$$

2.2.1.6 Кратность циркуляции катализатора находят по формуле 12:

$$N = 60 / 30 = 2.$$

2.2.1.7 Определяют выбросы диоксида серы по формуле 10:

$$P_{SO_2} = 2,4 \cdot 606 \cdot 0,5 \cdot 10^{-2} = 7,27 \text{ т/ч.}$$

Другие варианты задачи 2 представлены в приложении А (таблица А.2).

2.3 Задача 3

Рассчитать валовые выбросы паров бензина-катализата из резервуаров на нефтеперерабатывающем заводе.

2.3.1 Пример решения задачи 3 (вариант 1 из таблицы А.3)

Молекулярная масса паров бензина-катализата $M_m = 63,7$ принимается по приложению Д; опытные коэффициенты $K_t^{\max} = 0,78$, $K_t^{\min} = 0,42$ — по приложению Ж; $K_p^{\text{сп}} = 0,62$ — по приложению К; $K_b = 1$ — по приложению К; $K_{об} = 1,35$ — по приложению Л.

2.3.1.1 Определяют годовую оборачиваемость резервуаров по формуле 21:

$$n = \frac{300000}{0,74 \cdot 1000 \cdot 3} = 135,1$$

2.3.1.2 Рассчитывают максимальные выбросы паров бензина-катализата по формуле 22:

$$M = 420 \cdot 63,7 \cdot 0,78 \cdot 0,62 \cdot 1,0 \cdot 56 \cdot 0,163 \cdot 10^{-4} = 11,81 \text{ г/с.}$$

2.3.1.3 Определяют годовые выбросы паров по формуле 23:

$$G = \frac{420 \cdot 63,7 \cdot (0,78 \cdot 1 + 0,42) \cdot 0,62 \cdot 1,35 \cdot 300000 \cdot 0,294}{10^7 \cdot 0,74} = 320,27 \text{ т/год.}$$

При необходимости идентификации в выбросах индивидуальных углеводородов по их содержанию в паровой фазе приоритетными являются данные непосредственно инструментальных определений массового состава выброса с последующим расчетом M_i и G_i по формулам 27 и 28, а также данные таблицы 3.

Кроме того, для расчета могут быть использованы ориентировочные составы паров нефтепродуктов из приложения П, а также соотношения давлений насыщенных паров углеводородов при заданной температуре [$t_{\text{ср}} = (t_{\text{max}} + t_{\text{min}})/2$ — для G_i , т/год; t_{max} — для M_i , г/с] и коэффициенты пересчета $K_i / 5$ из приложения С.

Приложение С содержит значения предельно допустимых концентраций (ПДК) и ориентировочных безопасных уровней воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

Другие варианты задачи 3 представлены в приложении А (таблица А.3).

Таблица 3 – Идентификация состава выбросов (M=11,81 г/с; G= 320,27 т/год)

Определяемый параметр	Углеводороды алифатические предельные C ₁₋₁₀							Углеводороды ароматические			
	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	∑ C ₁₋₁₀	мас-зол	толуол	ксилол	∑
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C _i , % (масс) (приложение М; стабильный катализат)	-	-	-	-	-	-	92,84	2,52	2,76	1,88	100,0
M·m _i (приложение С)	72,15	86,18	100,20	114,23	128,23	142,29	-	-	-	-	-
P _{i30} , Па (приложение Р) γ_i^*	81770	25200	7763	2454	857	244,7	118288,7	-	-	-	-
M·m _i · γ_i^*	49,88	18,36	6/57	3,36	0,92	0,30	78,39	-	-	-	-
C _i [*] , % (масс.)	63,64	23,42	8,33	3,01	1,17	0,38	78,39	-	-	-	-
C _i , % (масс.)	59,09	21,74	7,78	2,79	1,09	0,35	92,84	-	-	-	-
M _i , г/с	6,97	2,57	0,92	0,33	0,13	0,04	10,96	0,30	0,33	0,22	11,81
K _i /5 (приложение С)	1,000	1,667	3,125	5,882	10,000	16,667	-	-	-	-	-
K _i /5 · M _i , г/с (в пересчете на C ₅)	6,97	4,28	2,88	1,94	1,3	0,67	18,04	-	-	-	-
P _{i20} , Па (приложение Р) γ_i^*	56410	17600	4712	1391	461,0	119,7	80693,7	-	-	-	-
M·m _i · γ_i^*	0,6991	0,2181	0,0584	0,0172	0,0057	0,0015	1,0000	-	-	-	-
C _i [*] , % (масс.)	50,44	18,80	5,85	1,96	0,73	0,21	77,99	-	-	-	-
C _i , % (масс.)	64,67	24,11	7,50	2,51	0,94	0,27	100,00	-	-	-	-
C _i , % (масс.)	60/05	22,38	6,96	2,33	0,87	0,25	92,84	2,52	2,76	1,88	100,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C_i , т/год(в пересчете на C_5)	193,4623	71,9895	22,3882	7,4949	2,7985	0,8042	298,6376	8,106 1	8,8781	6,0474	321,669 2
$K_i/5 \cdot G_i$, т/год	193,16	120,01	120,01	69,96	44,09	27,99	13,40	468,6 1	-	-	-

Примечание - Относительная равновесная мольная доля:

$$\gamma_i^* = P_{i1} / \sum P_i ; \quad (46)$$

относительная равновесная концентрация:

$$C_i^* = \frac{M \cdot m_i \cdot \gamma_i^*}{\sum (M \cdot m_u \cdot \gamma_u^*)} \cdot 100, \% (\text{мас.}) \quad (47)$$

абсолютная концентрация:

$$C_i = \frac{C_i^* \cdot \sum C_{1-10}}{100}, \% (\text{мас.}); \quad (48)$$

максимальный разовый выброс:

$$M_i = MC_i / 100, \text{ г/с}; \quad (49)$$

валовый выброс:

$$G_i = GC_i / 100, \text{ т/год} \quad (50)$$

2.4 Задача 4

Рассчитать валовые выбросы паров бензина автомобильного из резервуаров, оснащенных ССВ (понтон), и при отсутствии ССВ на нефтеперерабатывающем заводе.

2.4.1 Пример решения задачи 4 (вариант 1 из приложения Г)

Средняя молекулярная масса паров углеводородов бензиновой фракции $M_{\text{лет}} = 63,1$ и $M_{\text{зим}} = 61,5$ принимается по приложению Г; опытные коэффициенты $t_t^{\text{max}} = 0,74$, $t_t^{\text{min}} = 0,35$ — по приложению 6; K_p^{cp} (понтон) = 0,11, K_p^{cp} (ССВ отсутст.) = 0,6 — по приложению И; $K_{\text{об}} = 1,75$ — по приложению Л; $K_g = 1$ — по приложению К.

2.4.1.1 Определяют среднее значение коэффициента K_p^{cp} по формуле 20:

$$K_p^{\text{cp}} = \frac{(K_p V_p N_p)^{\text{CCB}} + (K_p V_p N_p)^{\text{OTC}}}{(V_p N_p)^{\text{CCB}} + (V_p N_p)^{\text{OTC}}} = \frac{(0,11 \cdot 10000 \cdot 2) + (0,6 \cdot 5000 \cdot 2)}{(10000 \cdot 2) + (5000 \cdot 2)} = 0,27.$$

2.4.1.2 Рассчитывают годовую оборачиваемость резервуаров и по формуле 21:

$$n = \frac{B}{\rho_{\text{жс}} V_p N_p} = \frac{1460000}{0,73(10000 \cdot 2 + 5000 \cdot 2)} = 66,7.$$

2.4.1.3 Рассчитывают максимальные выбросы паров бензина автомобильного по формуле 22:

$$M = P_{38} \cdot M_{\text{.м}} \cdot K_t^{\text{max}} K_p^{\text{max}} K_g V_u^{\text{max}} \cdot 0,163 \cdot 10^{-4} = 425 \cdot 63,1 \cdot 0,74 \cdot 0,27 \cdot 1,0 \cdot 250 \cdot 0,163 \cdot 10^{-4} = 21,832 / \text{с}$$

2.4.1.4 Определяют годовые выбросы паров по формуле 23:

$$G = \frac{P_{38} \cdot M_{\text{.м}} \cdot (K_t^{\text{max}} K_g + K_t^{\text{min}}) K_p^{\text{cp}} K_{\text{об}} B \cdot 0,294}{10^7 \rho_{\text{жс}}} = \\ = \frac{0,294[(425 \cdot 0,74 \cdot 1 \cdot 63,1) + (525 \cdot 0,35 \cdot 61,5)] \cdot 0,27 \cdot 1,75 \cdot 1460000}{10^7 \cdot 0,73} = 865,32 \text{ т / год.}$$

Порядок расчета выбросов индивидуальных углеводородов аналогичен их расчету в задаче 3.

Другие варианты задачи 4 представлены в приложении А (таблица А.4).

2.5 Задача 5

Рассчитать валовые выбросы паров бензина автомобильного из резервуаров при отсутствии ССВ на нефтеперерабатывающем заводе с идентификацией выбросов.

2.5.1 Пример решения задачи 5 (вариант 1 из таблицы А.5)

Средняя молекулярная масса паров углеводородов бензиновой фракции $M_{\text{лет}} = 63,1$ и $M_{\text{зим}} = 61,5$ принимается по приложению Г; опытные коэффициенты $K_t^{\text{max}} = 0,74$, $K_t^{\text{min}} = 0,35$ — по приложению Ж; $K_p^{\text{cp}} = 0,6$ — по приложению И; $K_{\text{об}} = 1,35$ — по приложению Л; $K_g = 1$ — по приложению К.

2.5.1.1 Рассчитывают годовую оборачиваемость резервуаров n по формуле 21:

$$n = \frac{1460000}{0,73 \cdot 5000 \cdot 4} = 100.$$

2.5.1.2 Рассчитывают максимальные выбросы паров бензина автомобильного по формуле 22:

$$M = 425 \cdot 63,1 \cdot 0,74 \cdot 0,6 \cdot 1,0 \cdot 250 \cdot 0,163 \cdot 10^{-4} = 48,52 \text{ г/с}$$

2.5.1.3 Определяют годовые выбросы паров по формуле 23:

$$G = \frac{0,294[(425 \cdot 0,74 \cdot 1 \cdot 63,1) + (525 \cdot 0,35 \cdot 61,5)] \cdot 0,6 \cdot 1,35 \cdot 1460000}{10^7 \cdot 0,73} = 1483,4 \text{ т/год}$$

Среднее содержание углеводородов в выбросах составляет, % (масс.):

Углеводороды алифатические предельные C_1-C_{10}	94,323
Углеводороды алифатические непредельные C_2-C_5	2,52
Бензол.....	1,82
Толуол.....	1,16
Этилбензол.....	0,045
Ксилолы.....	0,132

По этим данным проводят идентификацию указанного состава выбросов (таблица 4).

Таблица 4 - Идентификация состава выбросов

Показатели выбросов	Значения M_i и G_i при среднем содержании в выбросах углеводородов (указано в скобках), % (масс.)					
	углеводороды алифатические предельные C_1-C_{10} (94,323)	углеводороды алифатические непредельные C_2-C_5 (2,52)	бензол (1,82)	толуол (1,16)	этилбензол (0,045)	ксилолы (0,132)
M_i , г/с	45,8000	1,2200	0,8830	0,5630	0,0218	0,0640
G_i , т/год	1400,0000	37,4000	27,0000	17,20000	0,6680	1,9600

При необходимости идентификации в выбросах индивидуальных углеводородов (предельных C_1-C_{10} и непредельных C_2-C_5) по известному их содержанию в паровой фазе используются коэффициенты пересчета $K_i/5$ из приложения С. Результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Идентификация в выбросах индивидуальных углеводородов

Показатели выбросов	Углеводороды									
	предельные C_1-C_{10}							непредельные C_2-C_5		
	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}	C_4	C_5	
C_i , % (масс.)	28,06 4	32,84 8	20,77 3	9,03 0	2,88 9	0,59 9	0,12 5	0,2 2	2,3 0	
M_i , г/с	13,6	15,9	10,1	4,4	1,4	0,3	0,1	0,1 1	1,1 1	
G_i , т/год	416,3	487,3	308,1	134, 0	42,8	8,9	1,9	3,3	34, 1	
$(K_i/5) \cdot M_i$, г/с	6,8	15,9	16,8	13,8	8,2	3,0	1,7	0,0 4	1,1 1	

$$M_{II} = \sum [(K_i/5) \cdot M_i] = 66,2 \text{ г/с}$$

$$M_{III} = \sum [(K_i/5) \cdot M_i] = 1,555 \text{ г/с}$$

$$G_{II} = [(K_i/5) \cdot G_i] = 2000,5 \text{ т/г}$$

$$G_{III} = [(K_i/5) \cdot G_i] = 33,75 \text{ т/г}$$

Примечание - M_{Π} и $M_{\text{НП}}$ - суммарные массы соответственно предельных и непредельных углеводородов в пересчете на C_5 , выделяющихся из резервуара.

Другие варианты задачи 5 представлены в приложении А (таблица А.5).

2.6 Задача 6

Рассчитать валовые выбросы паров технического керосина из резервуаров при отсутствии ССВ на нефтеперерабатывающем заводе.

2.6.1 Пример решения задачи 6 (вариант 1 из приложения А).

Опытные коэффициенты $K_t^{\max} = 2,88$, $K_t^{\min} = 1,20$ принимаются по приложению Ж; $K_p^{\text{сп}} = 0,63$ — по приложению И; $K_g = 1$ — по приложению К; $K_{\text{об}} = 2,0$ — по приложению Л.

2.6.1.1 Рассчитывают годовую оборачиваемость резервуаров n по формуле 21:

$$n = \frac{500000}{0,85 \cdot 3000 \cdot 4} = 49$$

2.6.1.2 Рассчитывают максимальные выбросы паров бензина автомобильного по формуле 33:

$$M = 11,2 \cdot 2,88 \cdot 0,63 \cdot 70 / 3600 = 0,395 \text{ г/с}$$

2.6.1.3 Определяют годовые выбросы паров по формуле 34:

$$G = \frac{11,2(2,88 + 1,2) \cdot 0,63 \cdot 2,0 \cdot 500000}{2 \cdot 10^6 \cdot 0,85} = 16,93 \text{ т/год.}$$

Другие варианты задачи 6 представлены в приложении А (таблица А.6).

2.7 Задача 7

Рассчитать валовые выбросы компонентов паров растворителя № 646 из резервуаров при отсутствии ССВ.

2.7.1 Пример решения задачи 7 (вариант 1 из приложения А)

В таблице 6 приведены константы Антуана (А,В,С), молекулярные массы ($M_{\text{м}i}$), плотности ($\rho_{\text{ж}}$) и концентрации (C_i) компонентов растворителя № 646.

Таблица 6 - Константы Антуана, молекулярные массы, плотности и концентрации компонентов растворителя № 646

Компонент	Константы Антуана			М.м _i	$\rho_{ж},$ г/м ³	С _p , % (масс.)
	А	В	С			
Ацетон	7,2506	1281,7	237	58,1	0,792	7
Бутиловый спирт	8,7051	2058,4	246	74,1	0,805	10
Бутилацетат	7,006	1340,7	199	116	0,882	10
Толуол	6,95334	1343,94	219,38	92,1	0,867	50
Этиловый спирт	9,274	2239	273	46,1	0,789	15
Этилцеллозольв	8,416	2135	253	90	0,931	8

Опытные коэффициенты $K_p^{\max} = 1,0$, $K_p^{cp} = 0,63$ принимаются по приложению И; $K_g = 1$ — по приложению К; $K_{об} = 1,5$ — по приложению Л.

2.7.1.1 Рассчитывают массовую долю вещества:

$$X_i = C_i / 100 \%$$

2.7.1.2

$$\sum (X_i / M_{.m_i}) = 0,00120 + 0,00135 + 0,00086 + 0,00543 + 0,00325 + 0,00089 = 0,0130.$$

2.7.1.3 $\sum (X_i / \rho_i) = 0,088 + 0,124 + 0,113 + 0,577 + 0,190 + 0,086 = 1,178.$

2.7.1.4 Рассчитывают годовую оборачиваемость резервуаров n по формуле 21:

$$n = \frac{1300}{0,844 \cdot 5 \cdot 4} = 77.$$

2.7.1.5 Рассчитывают максимальные выбросы паров компонентов (здесь — ацетона, например) по формуле 29:

$$M_{\text{ацетона}} = \frac{0,445 \cdot 282 \cdot 0,07 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,5}{100 \cdot 0,0130 \cdot (273 + 30)} = 0,0112 \text{ г/с}$$

2.7.1.6 Определяют годовые выбросы паров компонентов (здесь — ацетона) по формуле 30:

$$G_{\text{ацетона}} = \frac{0,160 \cdot (282 \cdot 1,0 + 183) \cdot 0,07 \cdot 0,7 \cdot 1,5 \cdot 1300 \cdot 1,178}{10^4 \cdot 0,0130 \cdot (546 + 30 + 20)} = 0,1081 \text{ т/год.}$$

Максимальные и годовые выбросы остальных компонентов растворителя № 646 рассчитываются аналогично выбросам ацетона по формулам 29 и 30.

Результаты расчетов максимальных и годовых выбросов паров растворителя № 646 приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Результаты расчетов максимальных и годовых выбросов паров растворителя № 646

Компонент	P ₃₀ , мм рт. ст	P ₂₀ , мм рт. ст	X _i / M·m _i	X _i / ρ _i	M, г/с	G, т/год
Ацетон	282	183	0,00120	0,08 8	0,0112	0,1081
Бутиловый спирт	17,7	9,26	0,00135	0,12 4	0,0010	0,0090
Бутилацетат	14,2	7,66	0,000860	0,11 3	0,00080	0,0073
Толуол	36,7	21,8	0,00543	0,57 7	0,0104	0,0971
Этиловый спирт	76,7	42,9	0,00325	0,19 0	0,0065	0,0596
Этилцелло-зольв	7,44	3,94	0,00089	0,08 6	0,00034	0,0030

Другие варианты задачи 7 представлены в приложении А (таблица А.7).

2.8 Задача 8

Рассчитать валовые выбросы паров бензина автомобильного из резервуаров нефтебаз.

2.8.1 Пример решения задачи 8 (вариант 1 из приложения А).

Опытные коэффициенты $K_p^{\max} = 0,8$ принимаются по приложению И; $K_g = 1$ — по приложению К; $K_{Hn} = 1,1$ — по приложению М; выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре $G_{xp} = 5,8$ — по приложению Н; средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года $Y_2 = 780$ г/т и $Y_3 = 1100$ г/т принимаются по приложению М; концентрация паров нефтепродукта в резервуаре $C_1 = 972$ г/м³ — по приложению М.

2.8.1.1 Рассчитывают максимальные выбросы паров бензина автомобильного по формуле 36:

$$M = \frac{972 \cdot 0,8 \cdot 400}{3600} = 86,4 \text{ г/с}$$

2.8.1.2 Определяют годовые выбросы паров по формуле 38:

$$G = (780 \cdot 16000 + 1100 \cdot 24000) \cdot 0,8 \cdot 10^{-6} + 5,8 \cdot 1,1 \cdot 8 = 82,144 \text{ т/год.}$$

Другие варианты задачи 8 представлены в приложении А (таблица А.8).

2.9 Задача 9

Рассчитать валовые выбросы паров бензина автомобильного из резервуаров автозаправочных станций.

2.9.1 Пример решения задачи 7 (вариант 1 из приложения А)

Концентрации паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров и баков автомашин $C_p^{oz} = 210 \text{ г/м}^3$, $C_p^{el} = 255 \text{ г/м}^3$, $C_o^{oz} = 420 \text{ г/м}^3$, $C_o^{el} = 515 \text{ г/м}^3$ и $C_{max} = 480 \text{ г/м}^3$ принимаются по приложению Р.

2.9.1.1 Рассчитывают максимальные выбросы паров по формуле 39:

$$M = 480 \cdot 4/1200 = 1,6 \text{ г/с.}$$

2.9.1.2 Определяют годовые выбросы паров по формулам 41, 42:

$$G = [(210 + 420) \cdot 3150 + (255 + 515) \cdot 3150 + 125 \cdot (3150 + 3150)] \cdot 10^{-6} = 5,1975 \text{ т/год.}$$

Порядок расчета выбросов индивидуальных углеводородов аналогичен их расчету в задаче 3.

Другие варианты задачи 9 представлены в приложении А (таблица А.9).

2.10 Задача 10

Рассчитать валовые выбросы паров топочного мазута М-100 из резервуаров ТЭЦ с нижним и боковым подогревом.

2.10.1 Пример решения задачи 10 (вариант 1 из приложения А)

Выбросы из резервуаров с нижним и боковым подогревом одновременно следует рассчитывать согласно методическим указаниям, приведенным в разделе 1.2.6.

Опытные коэффициенты $K_i^{\max}=3,2$, $K_i^{\min}=3,2$ принимаются по приложению Ж; $K_p^{cp} = 0,65$, $K_p^{\max} = 0,93$ — по приложению И; $K_{об} = 2,5$ — по приложению Л.

2.10.1.1 Рассчитывают годовую оборачиваемость резервуаров n по формуле 21:

$$n = \frac{10000}{1,015 \cdot 1000 \cdot 3} = 3,28.$$

2.10.1.2 Рассчитывают максимальные выбросы паров топочного мазута по формуле 33:

$$M = 5,4 \cdot 3,2 \cdot 0,93 \cdot 85/3600 = 0,3794 \text{ г/с.}$$

2.10.1.3 Определяют годовые выбросы паров по формуле 34:

$$G = \frac{5,4 \cdot (3,2 + 3,2) \cdot 0,65 \cdot 2,5 \cdot 10000}{2 \cdot 10^6 \cdot 1,015} = 0,2767 \text{ т/год.}$$

При расчетах предельно допустимых выбросов (ПДВ) и временно согласованных выбросов (ВСВ) следует учитывать класс опасности 4; $ПДК_{C_{12}-C_{19}} = 1 \text{ мг/м}^3$.

Другие варианты задачи 10 представлены в приложении А (таблица А.10).

2.11 Задача 11

Рассчитать валовые выбросы паров топочного мазута М-100 из резервуаров ТЭЦ без подогрева.

2.11.1 Пример решения задачи 11 (вариант 1 из приложения А)

Опытные коэффициенты $K_p^{\max} = 0,93$ принимаются по приложению И; $K_{НП} = 4,3 \cdot 10^{-3}$ — по приложению М; выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре $G_{хр} = 1,49$ — по приложению Н; средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-

зимний и весенне-летний периоды года $У_2 = 4$ г/т и $У_3 = 4$ г/т принимаются по приложению М; концентрация паров нефтепродукта в резервуаре $С_1 = 5,4$ г/м³ — по приложению М.

2.11.1.1 Рассчитывают максимальные выбросы паров топочного мазута по формуле 36:

$$M = \frac{5,4 \cdot 0,93 \cdot 85}{3600} 0,1186 \text{ г/с.}$$

2.11.1.2 Определяют годовые выбросы паров по формуле 37:

$$G = (4 \cdot 5000 + 4 \cdot 5000) \cdot 0,93 \cdot 10^{-6} + 1,49 \cdot 4,3 \cdot 10^{-3} \cdot 3 = 0,0564 \text{ т/год.}$$

При расчетах ПДВ и ВСВ следует учитывать класс опасности 4;
 $ПДК_{C_{12}-C_{19}} = 1$ мг/м³.

Другие варианты задачи 11 представлены в приложении А (таблица А.11).

Список использованных источников

- 1 Афанасьев, Ю. А. Мониторинг и методы контроля окружающей среды: учебное пособие в 2-х ч. Ч. 1. / Ю.А. Афанасьев, С.А.Фомин. — М.: Изд-во МНЭПУ, 1998. — 208 с.
- 2 Белов, С. В. Охрана окружающей среды / С.В. Белов, Ф.А. Барбинов, А.Ф. Козьякова. — М.: Высшая школа, 1999. — 291 с.
- 3 Кирпатовский, И. П. Охрана природы. Справочник для работников нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / И.П. Кирпатовский. — М.: Химия, 1980. — 376 с.
- 4 Константинов, Н. Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов / Н.Н. Константинов. — М.: Гостоптехиздат, 1961. — 250 с.
- 5 Макаров, Ю. И. Технологическое оборудование химических и нефтеперерабатывающих заводов/ Ю.И. Макаров, А.Э. Генкин. — М.: Машиностроение, 1976. — 367 с.
- 6 Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии / К. Ф. Павлов и [др.]. — М.; Л.: Химия, 1964. — 664 с.
- 7 Родионов, А. И. Защита биосферы от промышленных выбросов / А.И. Родионов, Ю.П. Кузнецов, Г.С. Соловьев. — М.: Химия—Колос, 2005. — 388 с.
- 8 Стадницкий, Г.В. Экология / Г.В.Стадницкий, А.И. Родионов. — М.: Высшая школа, 1988. — 266 с.
- 9 Тищенко, Н. Ф. Охрана атмосферного воздуха / Н.Ф. Тищенко. — М.: Химия, 1991. — 368 с.
- 10 Техника защиты окружающей среды / Н.С. Торочешников и [др.]. — М.: Химия, 1981. — 368 с.
- 11 Промышленная экология / С.В. Фридланд и [др.]. — М.: Колос, 2008. — 176 с.
- 12 ГОСТ Р 17.2.1.04—77. Охрана природы. Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. — М.: Изд-во стандартов, 1978.- 36 с.
- 13 ГОСТ Р 17.2.3.02—78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. — М.: Изд-во стандартов, 1980. — 53 с.
- 14 ГОСТ Р 17.2.4.02—81. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ. — М.: Изд-во стандартов, 1982. — 74 с.
- 15 ГОСТ Р 8.563—96. Гос. методики выполнения измерений. — М.: Изд-во стандартов, 1996. — 67 с.
- 16 ГОСТ Р 17.2.1.04-77* (СТ СЭВ 3403—81). Охрана природы. Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. Термины и определения. — М.: Изд-во стандартов, 1978. — 83 с.

17 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Официальное издание. — СПб, 1997. — 123с.

18 СНиП 2.0403—85. Канализация. Наружные сети и сооружения. — М.: Стройиздат, 1985. — 72 с.

19 Петряев, А.В. Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу / А.В. Петряев. - Челябинск, 2005. — 123 с.

Приложение А
(обязательное)

Исходные данные для решения задач

Таблица А.1 – Исходные данные для задачи 1

№ варианта	Средняя температура за теплый период, °С		Объем поступившего в резервуарный парк углеводорода, $V^{T(x)}, \text{м}^3$	Объем резервуаров, $V_{\text{рез}}, \text{м}^3$	Название нефтепродукта (Н)
	нефтепродукта, t_n	воздуха, t_b			
1	2	3	4	5	6
1	20	15	20000	2500	керосин
2	22	17	40000	3000	керосин
3	25	20	60000	4000	керосин
4	28	17	65000	6000	керосин
5	51	18	100000	4000	мазут
6	55	19	85000	4500	мазут
7	50	18	90000	3000	мазут
8	52	20	75000	2500	мазут
9	30	20	200000	10000	дизельное топливо
10	28	18	220000	10000	дизельное топливо
11	32	20	250000	25000	дизельное топливо
12	29	18	300000	15000	дизельное топливо
13	28	15	30000	3500	керосин
14	31	16	45000	3000	дизельное топливо
15	40	20	50000	4000	мазут
16	23	17	55000	2500	керосин
17	25	19	70000	6000	керосин
18	50	18	80000	4500	мазут
19	45	15	95000	10000	мазут
20	35	20	150000	25000	дизельное

					ТОПЛИВО
21	27	16	200000	15000	керосин

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
22	53	17	130000	6000	мазут
23	30	16	50000	15000	мазут
24	50	17	95000	25000	керосин
25	45	18	70000	10000	мазут
26	27	19	150000	10000	керосин
27	40	20	150000	4500	керосин
28	25	20	130000	4000	керосин
29	32	19	50000	25000	дизельное ТОПЛИВО
30	28	18	50000	4500	дизельное ТОПЛИВО

Таблица А.2 - Исходные данные для задачи 2

№ ва-ри-анта	Произво-дитель-ность ус-тановки G, т/ч	Объем воздуха, подаваемого на регенерацию, V, м ³ /ч	Содержа-ние серы в сырье, S _c , % (масс.)	Мас са ката лиза то-ра, М, т	Содержание кокса на катализаторе, % (масс.)		Темпе-ратура газов на выходе из регене-ратора t _{yx} , °С
					до реге-нера-ции С ₁	по-сле ре-гене-ра-ции С ₂	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	30,0	20000	0,50	60	1,10	0,09	190
2	32,0	20000	0,58	66	1,15	0,15	195
3	33,6	18000	0,60	70	1,30	0,20	197
4	35,0	18000	0,65	72	1,35	0,25	200
5	37,6	18000	0,70	76	1,40	0,30	205
6	39,0	20000	0,75	80	1,50	0,27	197
7	41,3	22000	0,80	84	1,60	0,29	190
8	43,0	25000	0,85	88	1,65	0,24	195
9	45,5	27000	0,90	92	1,70	0,31	205
10	47,0	29000	0,95	96	1,75	0,24	200
11	50,0	30000	1,00	100	1,80	0,25	197
12	46,4	20000	0,80	110	1,65	0,2	195

13	27,5	22000	0,28	55	1,41	0,15	190
14	29,0	29000	0,91	75	1,33	0,80	200
15	47,0	30000	0,86	97	1,34	0,15	205

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
16	18,0	30000	0,88	50	1,38	0,20	190
17	31,5	16000	0,33	61	1,78	0,28	197
18	22,5	25000	0,98	15	1,55	0,55	205
19	55,0	18000	0,70	66	1,60	0,27	200
20	35,5	30000	0,18	66	1,71	0,71	195
21	40,5	30000	0,22	51	1,10	0,09	190
22	55,0	30000	0,22	48	1,10	0,08	205
23	41,3	20000	0,65	100	1,60	0,15	190
24	43,0	20000	0,70	110	1,65	0,20	195
25	45,5	18000	0,75	55	1,70	0,25	205
26	47,0	18000	0,80	75	1,75	0,30	200
27	50,0	18000	0,85	97	1,80	0,27	197
28	46,4	20000	0,90	50	1,65	0,29	195
29	27,5	22000	0,95	61	1,41	0,24	190
30	29,0	25000	1,00	15	1,33	0,31	200

Таблица А.3 - Исходные данные для задачи 3

№ варианта	P_{38} , мм.р.с т	t_{HK} , °C	$t_{жс}^{max}$, °C	$t_{жс}^{min}$, °C	$V_{ч}^{max}$, М ³ /ч	B , т/год	$\rho_{жс}$, т/М ³	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации резервуара	ССВ*	V_p , М ³	N_p , шт	Число групп резервуаров
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	420	42	32	10	56	300000	0,74	Наземный вертикальный	«Мерник»	Отсутствуют	1000	3	22
2	700	43	33	11	58	350000	0,72	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	100	5	20
3	710	44	48	12	60	200000	0,76	Наземный горизонтальный	«Мерник»	Отсутствуют	200	3	22
4	720	45	49	18	62	250000	0,78	Наземный вертикальный	«Мерник»	Понтон	250	6	22
5	730	11	48	19	54	200000	0,74	Наземный вертикальный	«Мерник»	Понтон	300	3	20
6	740	10	47	20	52	300000	0,76	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	400	3	22
7	750	12	46	21	56	300000	0,76	Наземный вертикальный	«Мерник»	Плавающая крыша	700	3	20
8	759	13	45	22	58	400000	0,74	Наземный вертикальный	«Мерник»	Понтон	700	5	22

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
9	690	15	33	23	54	200000	0,72	Заглублен- ный	«Мерник»	Отсут- ствуют	750	5	22
10	680	16	32	24	52	250000	0,76	Наземный горизон- тальный	«Мерник»	Отсутст- вуют	800	6	20
11	670	18	31	25	54	300000	0,74	Заглублен- ный	«Мерник»	Отсутст- вуют	850	3	22
12	660	18	30	26	56	350000	0,72	Наземный вертикаль- ный	«Мерник»	Понтон	900	4	20
13	650	20	29	27	58	200000	0,76	Наземный вертикаль- ный	«Мерник»	Понтон	950	4	20
14	640	21	17	2	60	250000	0,74	Заглублен- ный	«Мерник»	Отсутст- вуют	1000	5	18
15	630	22	16	3	52	200000	0,76	Наземный горизон- тальный	«Мерник»	Отсут- ствуют	50	3	20
16	620	23	15	4	54	250000	0,74	Наземный вертикаль- ный	«Мерник»	Пла- вающая крыша	2000	5	18
17	550	24	14	5	56	300000	0,76	Наземный вертикаль- ный	«Мерник»	Понтон	100	6	16
18	560	60	13	6	58	350000	0,72	Заглублен- ный	«Мерник»	Отсут- ствуют	3000	6	16
19	570	65	44	7	54	300000	0,76	Наземный горизон- тальный	«Мерник»	Отсут- ствуют	50	3	22

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
20	580	75	43	8	52	200000	0,74	Наземный вертикальный	«Мерник»	Понтон	200	3	20
21	600	80	42	9	54	250000	0,74	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	800	3	16
22	610	19	41	10	56	300000	0,76	Наземный вертикальный	«Мерник»	Плавающая крыша	2000	6	18
23	660	20	32	27	58	300000	0,74	Наземный горизонтальный	«Мерник»	Понтон	50	3	22
24	650	21	33	2	60	350000	0,74	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	2000	5	20
25	640	22	48	3	52	200000	0,76	Наземный вертикальный	«Мерник»	Плавающая крыша	100	6	22
26	630	23	49	4	54	250000	0,76	Наземный горизонтальный	«Мерник»	Отсутствуют	3000	6	22
27	620	24	48	5	56	200000	0,74	Наземный вертикальный	«Мерник»	Плавающая крыша	50	3	20
28	550	60	47	6	58	300000	0,76	Наземный вертикальный	«Мерник»	Понтон	800	3	22
29	560	75	46	7	54	300000	0,74	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	850	3	20
30	570	19	45	9	52	400000	0,76	Наземный горизонтальный	«Мерник»	Отсутствуют	900	6	22
* Средства сокращения выбросов.													

Таблица А.4 - Исходные данные для задачи 4

№ варианта	P ₃₈ , мм.р.ст		t _{нк} , °С		t _ж ^{max}	t _ж ^{min}	V _ч ^{max}	B, т/год	ρ, т/м ³	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации резервуара	V _р , м ³		N _р , шт		Число групп резервуаров	
	летний	зимний	летний	зимний	°С	°С	м ³ /ч					понтон	отсутствуют	понтон	отсутствуют	понтон	отсутствуют
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	425	525	40	35	30	5	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	10000	5000	2	2	22	-
2	550	660	140	48	49	29	250	1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	50	2500	4	2	20	-
3	560	670	120	49	49	30	240	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	100	2000	6	6	20	-
4	570	680	105	50	48	31	240	1460000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	150	1000	4	2	20	-
5	580	690	85	51	47	32	260	1400000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	200	900	4	6	22	-
6	590	700	62	52	46	33	250	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	200	800	4	2	20	-
7	600	740	60	53	45	2	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	350	700	2	2	20	-

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
8	610	759	59	42	33	3	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	400	400	4	2	22	-
9	620	700	58	43	32	4	250	1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	700	350	4	6	20	-
10	630	710	57	44	31	5	240	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	750	300	4	4	20	-
11	640	720	56	45	43	6	250	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	800	200	4	2	22	-
12	650	730	55	46	44	7	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	850	100	4	4	20	-
13	660	740	54	47	45	8	240	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	900	50	4	2	22	-
14	670	750	53	36	46	9	250	1500000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	1000	100	2	4	22	-
15	680	759	52	37	47	10	240	1460000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	700	4	2	20	-
16	530	690	51	38	36	11	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	1000	2	2	22	-
17	560	700	50	39	37	12	240	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	100	2000	4	2	22	-
18	570	710	49	40	38	18		1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	200	2500	6	4	20	-
19	580	720	48	41	40	19	250	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	700	100	2	2	20	-
20	590	730	54	36	41	20	240	1500000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2500	200	6	2	22	-

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
21	600	740	55	37	42	21	250	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	400	4	4	22	-
22	610	750	56	38	43	22	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	100	700	4	2	20	-
23	650	759	57	43	43	4	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	800	400	4	2	22	-
24	660	700	56	44	44	5	240	1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	850	350	4	6	20	-
25	670	710	55	45	45	6	250	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	900	300	2	4	20	-
26	680	720	54	46	46	7	250	1500000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	1000	200	4	2	22	-
27	530	730	53	47	47	8	240	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	100	2	4	20	-
28	560	740	52	36	36	9	250	1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	50	4	2	22	-
29	570	750	51	37	37	10	240	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	100	100	6	4	22	-
30	580	759	50	38	38	11	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	200	700	2	2	20	-

Таблица А.5 - Исходные данные для задачи 5

№ варианта	P ₃₈ , мм.р.ст		t _{нк} , °С		t _ж ^{max} °С	t _ж ^{min} °С	V _ч ^{max} м ³ /ч	B, т/год	ρ, т/м ³	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации резервуара	V _p , м ³	N _p , шт	Число групп резервуаров
	лет-ний	зимний	лет-ний	зимний										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	425	525	40	35	30	5	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	5000	4	22
2	550	660	140	48	48	29	250	1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	50	4	20
3	560	670	120	49	49	30	240	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	6	20
4	570	680	105	50	48	31	240	1460000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	1000	2	20
5	580	690	85	51	47	32	260	1400000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	900	6	22
6	590	700	62	52	46	33	250	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	200	4	20
7	600	740	60	53	45	2	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	350	2	20
8	610	759	59	42	33	3	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	400	4	22
9	620	700	58	43	32	4	250	1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	350	4	20
10	630	710	57	44	31	5	240	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	300	4	20
11	640	720	56	45	30	6	250	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	800	4	22

Продолжение таблицы А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
12	650	730	55	46	29	7	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	850	4	20
13	660	740	54	47	34	8	240	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	50	2	22
14	670	750	53	36	35	9	250	1500000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	1000 100	2	22
15	680	759	52	37	36	10	240	1460000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	2	20
16	530	690	51	38	37	11	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	2	22
17	560	700	50	39	38	12	240	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	2	22
18	570	710	49	40	39	18		1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	200	4	20
19	580	720	48	41	40	19	250	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	700	2	20
20	590	730	54	36	41	20	240	1500000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	6	22
21	600	740	55	37	42	21	250	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	4	22
22	610	750	56	38	43	22	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	100	4	20
23	670	680	40	49	49	9	240	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	5000	2	20
24	680	690	140	50	48	10	240	1460000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	50	6	20
25	530	700	120	51	47	11	260	1400000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	4	22
26	560	740	105	52	46	12	250	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	1000	2	20
27	570	759	85	53	45	18	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	900	4	20

Продолжение таблицы А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
28	580	700	62	42	33	19	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	200	4	22
29	590	710	60	43	32	20	250	1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	350	4	20
30	600	720	59	44	31	21	240	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	400	4	20

Таблица А.6 – Исходные данные для задачи 6

№ варианта	$C_{20,3}$ г/м ³	$t_{жс}^{max}$, °С	$t_{жс}^{min}$, °С	$V_{ч}^{max}$ м ³ / ч	В, т/год	$\rho_{жс}$, т/м ³	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации резервуара	$V_{р,м}$	N_p , шт	Число групп резервуаров
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	11,2	55	25	70	500000	0,85	Наземный вертикальный	«Мерник»	3000	4	22
2	11,0	77	47	250	1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	50	4	20
3	11,4	76	46	240	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	6	20
4	11,2	75	45	240	1460000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	1000	2	20
5	11,0	74	44	260	1400000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	900	6	22
6	11,4	73	43	250	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	200	4	20

Продолжение таблицы А.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	11,2	72	42	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	350	2	20
8	11,2	71	41	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	400	4	22
9	11,2	70	40	250	1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	350	4	20
10	11,2	69	22	240	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	300	4	20
11	11,2	68	21	250	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	800	4	22
12	11,2	67	20	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	850	4	20
13	11,0	66	19	240	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	50	2	22
14	11,2	65	18	250	1500000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	1000	2	22
15	11,2	64	17	240	1460000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	2	20
16	11,0	63	16	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	2	22
17	11,4	62	15	240	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	100	2	22
18	11,0	61	14	240	1400000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	200	4	20
19	11,2	60	13	250	1500000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	700	2	20
20	11,2	59	12	240	1500000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2500	6	22
21	11,2	58	11	250	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	4	22

Продолжение таблицы А.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22	11,2	57	10	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	100	4	20
23	11,0	68	22	70	500000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	3000	4	22
24	11,4	67	21	250	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	50	4	20
25	11,2	66	20	240	1460000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	4	20
26	11,0	65	19	240	1460000	0,72	Наземный вертикальный	«Мерник»	1000	2	20
27	11,4	64	18	260	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	900	2	22
28	11,2	63	17	250	1400000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	200	2	20
29	11,2	62	16	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный	«Мерник»	350	2	20
30	11,2	61	15	250	1460000	0,68	Наземный вертикальный	«Мерник»	400	2	22

Таблица А.7 - Исходные данные для задачи 7

№ варианта	$t_{жс}^{max}, ^\circ C$	$t_{жс}^{min}, ^\circ C$	$V_{ч}^{max}, M^3/ч$	B, т/год	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации резервуара	$V_{p,м}$	N_p , шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	30	20	250	1300	Горизонтальный	«Мерник»	50	4
2	77	47	250	1500	Наземный вертикальный	«Мерник»	50	4
3	76	46	240	1500	Заглубленный	«Мерник»	2000	6
4	75	45	240	1500	Горизонтальный	«Мерник»	1000	2
5	74	44	260	1300	Заглубленный	«Мерник»	900	6
6	73	43	250	1500	Заглубленный	«Мерник»	200	4
7	72	42	250	1500	Горизонтальный	«Мерник»	350	2
8	71	41	250	1300	Горизонтальный	«Мерник»	400	4
9	70	40	250	1300	Заглубленный	«Мерник»	350	4
10	69	22	240	1500	Наземный вертикальный	«Мерник»	300	4
11	68	21	250	1500	Наземный вертикальный	«Мерник»	800	4
12	67	20	250	1300	Горизонтальный	«Мерник»	850	4

Продолжение таблицы А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	66	19	240	1300	Наземный вертикальный	«Мерник»	50	2
14	65	18	250	1500	Наземный вертикальный	«Мерник»	1000	2
15	64	17	240	1500	Горизонтальный	«Мерник»	2000	2
16	63	16	250	1300	Заглубленный	«Мерник»	2000	2
17	62	15	240	1500	Наземный вертикальный	«Мерник»	100	2
18	61	14		1400	Горизонтальный	«Мерник»	200	4
19	60	13	250	1300	Горизонтальный	«Мерник»	700	2
20	59	12	240	1300	Горизонтальный	«Мерник»	2500	6
21	58	11	250	1300	Наземный вертикальный	«Мерник»	2000	4
22	57	10	250	1300	Горизонтальный	«Мерник»	100	4
23	68	20	240	1500	Горизонтальный	«Мерник»	50	4
24	67	47	240	1300	Заглубленный	«Мерник»	2000	4
25	66	46	260	1300	Наземный вертикальный	«Мерник»	1000	2

Продолжение таблицы А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	65	45	250	1500	Горизонтальный	«Мерник»	900	2
27	64	44	250	1500	Горизонтальный	«Мерник»	200	2
28	63	43	250	1300	Горизонтальный	«Мерник»	350	2
29	62	42	250	1500	Наземный вертикальный	«Мерник»	400	2
30	61	41	240	1400	Горизонтальный	«Мерник»	350	4

Таблица А.8 – Исходные данные для задачи 8

№ варианта	$V_{ч}, \text{м}^3 / \text{ч}$	$B_{оз}, \text{т}$	$B_{вл}, \text{т}$	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации резервуара	ССВ	$V_p, \text{м}^3$	$N_p, \text{шт}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	400	16000	24000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Отсутствуют	5000	8
2	600	16000	22000	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	50	4
3	300	18000	22000	Наземный горизонтальный	«Мерник»	Отсутствуют	300	6
4	400	18000	24000	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	800	8
5	400	16000	24000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Понтон	3000	8
6	400	16000	24000	Наземный горизонтальный	«Мерник»	Отсутствуют	50	4

Продолжение таблицы А.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	600	16000	22000	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	5000	4
8	300	18000	22000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Понтон	300	8
9	400	18000	22000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Отсутствуют	300	6
10	400	18000	24000	Наземный го- ризоньальный	«Мерник»	Отсутствуют	50	8
11	600	16000	24000	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	5000	8
12	300	16000	24000	Наземный го- ризоньальный	«Мерник»	Отсутствуют	50	6
13	400	18000	22000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Понтон	800	6
14	600	16000	22000	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	5000	8
15	300	16000	24000	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	800	8
16	400	18000	22000	Наземный го- ризоньальный	«Мерник»	Отсутствуют	5000	8
17	400	18000	22000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Понтон	300	4
18	300	16000	24000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Плавающая крыша	50	6
19	600	16000	24000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Плавающая крыша	5000	8
20	600	16000	24000	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	5000	8
21	400	18000	22000	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	5000	8

Продолжение таблицы А.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	400	16000	22000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Отсутствуют	5000	8
23	400	16000	24000	Наземный горизонтальный	«Мерник»	Понтон	5000	4
24	600	16000	22000	Заглубленный	«Мерник»	Отсутствуют	50	6
25	300	18000	22000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Отсутствуют	300	8
26	400	18000	24000	Наземный горизонтальный	«Мерник»	Отсутствуют	800	8
27	400	16000	22000	Заглубленный	«Мерник»	Понтон	3000	4
28	300	16000	22000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Плавающая крыша	50	4
29	600	16000	24000	Наземный вертикальный	«Мерник»	Плавающая крыша	5000	8
30	600	18000	24000	Наземный горизонтальный	«Мерник»	Отсутствуют	300	6

Таблица А.9 - Исходные данные для задачи 9

№ ва- рианта	$K_{сл}, м^3$	$Q_{оз}, м^3$	$Q_{вл}, м^3$	Конструкция резервуара
1	4	3150	3150	Заглубленный
2	6	3150	3050	Заглубленный
3	6	3250	3250	Наземный
4	4	3250	3250	Наземный
5	4	3250	3250	Заглубленный
6	4	3250	3150	Заглубленный
7	4	3450	3050	Заглубленный
8	8	3150	3050	Заглубленный
9	8	3150	3050	Наземный
10	6	3250	3150	Наземный
11	6	3150	3050	Заглубленный
12	4	3250	3150	Заглубленный
13	4	3250	3250	Заглубленный
14	4	3450	3450	Заглубленный
15	4	3250	3150	Заглубленный
16	4	3250	3150	Наземный
17	4	3450	3150	Наземный
18	6	3150	3050	Заглубленный
19	6	3150	3050	Заглубленный
20	8	3150	3100	Заглубленный
21	8	3150	3100	Наземный
22	4	3450	3150	Наземный
23	4	3250	3150	Заглубленный
24	4	3250	3050	Заглубленный
25	4	3250	3250	Заглубленный
26	4	3450	3250	Заглубленный
27	8	3150	3250	Наземный
28	8	3150	3150	Наземный
29	6	3250	3050	Заглубленный
30	6	3150	3050	Заглубленный

Таблица А.10 - Исходные данные для задачи 10

№ варианта	$C_{20,3}$ г/м ³	$t_{жс}^{max}$, °С	$t_{жс}^{min}$, °С	$V_{ч}^{max}$ м ³ / ч	В, т/год	$\rho_{жс}$, т/м ³	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации резервуара	СВВ	$V_{р,м}$	N_p , шт	Число групп резервуаров
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	5,4	60	60	85	10000	1,015	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	1000	3	1
2	5,6	90	90	250	1400000	0,68	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	50	4	1
3	5,8	85	85	240	1460000	0,73	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	2000	6	2
4	5,4	81	81	240	1460000	0,72	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	1000	2	2
5	5,4	82	82	260	1400000	0,72	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	700	6	2

Продолжение таблицы А.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
6	5,4	80	80	250	1400000	0,73	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	200	4	1
7	5,6	65	65	250	1460000	0,73	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	300	2	1
8	5,6	55	55	250	1460000	0,73	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	400	4	2
9	5,4	54	54	250	1400000	0,68	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	300	4	2
10	5,4	53	53	240	1500000	0,72	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	300	4	1
11	5,4	52	52	250	1500000	0,72	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	700	4	1
12	5,8	50	50	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	700	4	3

Продолжение таблицы А.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
13	5,6	49	49	240	1400000	0,73	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	50	2	3
14	5,8	48	48	250	1500000	0,68	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	1000	2	3
15	5,8	46	46	240	1460000	0,72	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	2000	2	2
16	5,4	45	45	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	2000	2	2
17	5,6	50	50	240	1460000	0,73	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	100	2	2
18	5,8	60	60	240	1400000	0,68	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	200	4	1
19	5,8	80	80	250	1500000	0,72	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	700	2	1

Продолжение таблицы А.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
20	5,4	55	55	240	1500000	0,73	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	2000	6	1
21	5,4	50	50	250	1400000	0,73	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	2000	4	2
22	5,6	60	60	250	1460000	0,73	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	100	4	2
23	5,6	80	55	240	1500000	0,73	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	50	2	3
24	5,8	65	50	250	1400000	0,68	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	1000	2	3
25	5,8	55	60	250	1460000	0,72	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Отсутствуют	2000	2	2
26	5,4	54	55	240	1460000	0,73	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	2000	2	2

Продолжение таблицы А.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
27	5,6	53	50	250	1460000	0,73	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	100	2	2
28	5,8	52	60	250	1400000	0,68	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	200	4	1
29	5,8	50	80	250	1500000	0,72	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	700	2	1
30	5,6	55	80	240	1400000	0,73	Наземный горизонтальный с нижним и боковым подогревом	«Мерник»	Понтон	200	4	1

Таблица А.11 - Исходные данные для задачи 11

№ варианта	V_{03}, T	$V_{вл}, T$	$V_{ч}^{max}, M^3/ч$	ССВ	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации резервуара	$V_{p,м}$	$N_p, шт$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	5000	5000	85	Отсутствуют	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	1000	3
2	4000	4000	95	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	50	4
3	3000	3000	80	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	2000	6
4	5000	5000	95	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	1000	2
5	5000	5000	85	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	700	6
6	5000	5000	85	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	200	4

Продолжение таблицы А.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	4000	4000	85	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	300	2
8	3000	3000	80	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	400	4
9	5000	5000	95	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	300	4
10	4000	4000	85	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	300	4
11	5000	5000	95	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	700	4
12	3000	3000	80	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	700	4
13	4000	4000	85	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	50	2
14	4000	4000	85	Отсутствуют	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	1000	2
15	5000	5000	95	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	2000	2
16	3000	3000	80	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	2000	2

Продолжение таблицы А.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	4000	4000	95	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	100	2
18	4000	4000	85	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	200	4
19	5000	5000	85	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	700	2
20	5000	5000	85	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	2000	6
21	5000	5000	85	Отсутствуют	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	2000	4
22	5000	5000	85	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	100	4
23	4000	4000	85	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	300	3
24	3000	3000	80	Понтон	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	400	4
25	5000	5000	95	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	300	6
26	4000	4000	85	Отсутствуют	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	300	2

Продолжение таблицы А.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	5000	5000	95	Понтон	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	700	6
28	3000	3000	80	Отсутствуют	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	700	4
29	4000	4000	85	Понтон	Наземный вертикальный без подогрева	«Мерник»	50	2
30	4000	4000	85	Отсутствуют	Наземный горизонтальный без подогрева	«Мерник»	1000	6

Приложение Б (справочное)

Таблица Б.1 – Константы уравнения Антуана для некоторых веществ

Вещество	Уравнение	Интервал температур, °С		Константы		
		от	до	А	В	С
1	2	3	4	5	6	7
Углеводороды предельные алифатического ряда						
бутан	(2.2)	-60	45	6,83029	945,9	240,0
	(2.2)	45	152	7,39949	1299	289,1
Гексан	(2.2)	-60	110	6,87776	1171,53	224,37
Гептан	(2.2)	-60	130	6,90027	1266,87	216,76
Изооктан	(2.2)	-15	131	6,81117	1259,2	221
Пентан	(2.2)	-30	120	6,87372	1075,82	233,36
Цетан	(2.2)	70	175	7,33309	2036,4	172,5
Углеводороды предельные						
Амилен	(2.2)	-60	100	6,78568	1014,29	229,78
Бутилен	(2.2)	-67	40	6,84290	926,10	240,00
2-Метилбутен-1	(2.2)	-60	75	6,87314	1053,78	232,79
2-Метилбутен-2	(2.2)	-60	85	6,91562	1095,09	232,84
2-Метилбутен-3	(2.2)	-60	60	6,82618	1013,47	236,82
<i>транс</i> -Пентен-2	(2.2)	-60	81	6,90575	1083,99	232,97
<i>цис</i> -Пентен-2	(2.2)	-60	82	6,87540	1069,47	230,79
Пропилен	(2.2)	-47,7	0,0	6,64808	712,19	236,80
	(2.2)	0,0	91,4	7,57958	1220,33	309,80
Этилен	(2.2)	-70	9,5	7,2058	768,26	282,43
Углеводороды ароматические						
Бензол	(2.2)	-20	5,5	6,48898	902,28	178,10
	(2.2)	5,5	160	6,91210	1214,64	221,20
Изопропил-бензол	(2.2)	25	60	7,25827	1637,97	223,5
	(2.2)	60	200	6,93666	1460,79	207,78
о-Ксилол	(2.2)	25	50	7,35638	1671,8	231,0
	(2.2)	50	200	6,99891	1474,68	213,69
м-Ксилол	(2.2)	25	45	7,36810	1658,23	232,3
	(2.2)	45	195	7,00908	1462,27	215,11
п-Ксилол	(2.2)	25	45	7,32611	1635,74	231,4
	(2.2)	45	190	6,99052	1453,43	215,31
Толуол	(2.2)	-92	15	8,330	2047,3	-
	(2.2)	20	200	6,95334	1343,94	219,38
Фенол	(2.2)	0	40	11,5638	3586,36	273
	(2.2)	41	93	7,86819	2011,4	222

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7
Этилбензол	(2.2)	20	45	7,32525	1628,0	230,7
	(2.2)	45	190	6,95719	1424,26	213,21
Прочие вещества						
Ацетон	(2.2)	15	93	7,2506	1281,7	237
Диэтиленгли- коль	1	80	165	8,1527	2727,3	-
Метилэтилке- тон	(2.1)	-15	85	7,754	1725,0	-
Спирт: изобутиловый метиловый этиловый	(2.2)	-9	116	8,7051	2958,4	246
	(2.1)	7	153	8,349	1835	-
	(2.2)	-	-	9,274	2239	273
Уксусная ки- слота	(2.1)	-35	10	8,502	2177,4	-
	(2.2)	16,4	118	7,55716	1642,54	233,39
Фурфурол	(2.2)	-	-	4,427	1052	273
Этиленгликоль	(2.1)	25	90	8,863	2694,7	-

Приложение В (справочное)

Таблица В.1 – Значения константы Генри K_H для водных растворов некоторых газов

$t_{ж},$ °C	$K_H \cdot 10^{-9}$, мм.рт.ст., для газов								
	метан	этан	эти- лен	аце- тилен	хлор	серово- дород	диок- сид серы	хлорово- дород	амми- ак
0	17000	9550	4190	550,0	204,0	203,0	12,50	1,850	1,560
5	19700	11800	4960	640,0	250,0	239,0	15,20	1,910	1,680
10	22600	14400	5840	730,0	297,0	278,0	18,40	1,970	1,800
15	25600	17200	6800	820,0	346,0	321,0	22,00	2,030	1,930
20	28500	20000	7740	920,0	402,0	367,0	26,60	2,090	2,080
25	31400	23000	8670	1010	454,0	414,0	31,00	2,150	2,230
30	34100	26000	9620	1110	502,0	463,0	36,40	2,200	2,410
40	39500	32200	-	-	600,0	566,0	49,50	2,270	-
60	47600	42900	-	-	731,0	782,0	83,90	2,240	-
80	51800	50200	-	-	730,0	1030	128,0	-	-
100	53300	52600	-	-	-	1120	-	-	-

Примечание - Величина $t_{ж}$ – температура жидкости в резервуаре, °C.

Приложение Г (обязательное)

Таблица Г.1 – Значения средней молекулярной массы паров (М.м)
нефтей и углеводородов бензиновой фракции

$t_{нк}$	М.м	$t_{нк}$	М.м	$t_{нк}$	М.м	$t_{нк}$	М.м	$t_{нк}$	М.м	$t_{нк}$	М.м
Пары нефтей и ловушечных продуктов											
10	51,0	20	57,0	30	63,0	40	68,0	50	75,0	60	81
11	51,6	21	57,6	31	63,6	41	69,6	51	75,6	65	84
12	52,2	22	58,2	32	64,2	42	70,2	52	76,2	70	87
13	52,8	23	58,8	33	64,8	43	70,8	53	76,8	75	90
14	53,4	24	59,4	34	65,4	44	71,4	54	77,4	80	93
15	54,0	25	60,0	35	66,0	45	72,0	55	78,0	85	96
16	54,6	26	60,6	36	66,6	46	72,6	56	78,6	90	99
17	55,2	27	61,2	37	67,2	47	73,2	57	79,2	95	102
18	55,8	28	61,8	38	67,8	48	73,8	58	79,8	100	105
19	56,4	29	62,4	39	68,4	49	74,4	59	80,4	110	111

Пары бензинов и бензиновых фракций											
30	60,0	36	61,8	42	63,7	48	65,7	54	67,8	60	70
31	60,3	37	62,1	43	64,1	49	66,1	55	68,1	62	71
32	60,6	38	62,5	44	64,4	50	66,4	56	68,5	85	80
33	60,9	39	62,8	45	64,7	51	66,7	57	68,8	105	88
34	61,2	40	63,1	46	65,1	52	67,1	58	69,2	120	95
35	61,5	41	63,4	47	65,4	53	67,4	59	69,5	140	105

Примечание - Величина $t_{нк}$ – температура начала кипения.

Приложение Д (справочное)

Таблица Д.1 – Физико-химические свойства некоторых газов и жидкостей

Вещество	Формула	Температура начала ки- пения $t_{нк}, ^\circ\text{C}$	Плотность жидкости $\rho_{ж}, \text{т/м}^3$	Молекулярная масса М.м
Амилен	C_5H_{10}	30,2	0,641	70,14
Аммиак	NH_3	-33,35	-	17,03
Ацетон	$\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$	56,24	0,792	58,08
Бензол	C_6H_6	80,1	0,879	78,11
Бутан	C_4H_{10}	-0,5	-	58,12
Бутилен	C_4H_8	-6,3	-	56,11
Гексан	C_6H_{14}	68,7	0,660	86,18
Гептан	C_7H_{16}	98,4	0,684	100,21
Диэтиленгликоль	$\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}_3$	244,33	1,118	106,12
Изооктан	C_8H_{18}	93,3	0,692	114,24
Изопропилбензол	C_9H_{12}	152,5	0,862	120,20
о-Ксилол	C_8H_{10}	144,4	0,881	106,17
м-Ксилол	C_8H_{10}	139,1	0,864	106,17
п-Ксилол	C_8H_{10}	138,35	0,861	106,17
Метилэтилкетон	$\text{C}_4\text{H}_8\text{O}$	79,6	0,805	72,10
Пентал	C_5H_{12}	36,1	0,626	72,15
Пропилен	C_3H_6	-47,8	-	42,08
Сероводород	H_2S	-60,8	-	34,08
Серы диоксид	SO_2	-10,1	-	64,06
Спирт:				
изобутиловый	$\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}$	108	0,805	74,12
метиловый	CH_4O	64,7	0,792	32,04
этиловый	$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$	78,37	0,789	46,07
Толуол	C_7H_8	110,6	0,867	92,14
Уксусная кислота	$\text{C}_2\text{H}_4\text{O}_2$	118,1	1,049	60,05
Фенол	$\text{C}_6\text{H}_6\text{O}$	182	-	94,11
Формальдегид	CH_2O	-21	-	30,03
Фурфурол	$\text{C}_5\text{H}_4\text{O}_2$	161,7	1,159	96,09
Хлор	Cl_2	-33,6	-	70,91
Хлороводород	HCl	-85,1	-	36,46
Цетан	$\text{C}_{16}\text{H}_{34}$	287,5	0,774	226,45
Этилбензол	C_8H_{10}	136,2	0,867	106,17
Этилен	C_2H_4	-103,7	-	28,05
Этиленгликоль	$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$	197,2	1,114	62,07

Приложение Е (справочное)

Таблица Е.1 – Атомные массы некоторых элементов

Наименование элемента	Символ	Атомная масса
Азот	N	14,008
Водород	H	1,008
Кислород	O	15,999
Сера	S	32,066
Углерод	C	12,011
Хлор	Cl	35,457

Приложение Ж (обязательное)

Таблица Ж.1 – Значения опытного коэффициента K_t

$t_{ж}, ^\circ\text{C}$	K_t	$t_{ж}, ^\circ\text{C}$	K_t	$t_{ж}, ^\circ\text{C}$	K_t	$t_{ж}, ^\circ\text{C}$	K_t	$t_{ж}, ^\circ\text{C}$	K_t
Нефти и бензины									
-30	0,09	-14	0,173	2	0,31	18	0,54	34	0,82
-29	0,093	-13	0,18	3	0,33	19	0,56	35	0,83
-28	0,096	-12	0,185	4	0,34	20	0,57	36	0,85
-27	0,10	-11	0,193	5	0,35	21	0,58	37	0,87
-26	0,105	-10	0,2	6	0,36	22	0,60	38	0,88
-25	0,11	-9	0,21	7	0,375	23	0,62	39	0,90
-24	0,115	-8	0,215	8	0,39	24	0,64	40	0,91
-23	0,12	-7	0,225	9	0,40	25	0,66	41	0,93
-22	0,125	-6	0,235	10	0,42	26	0,68	42	0,94
-21	0,13	-5	0,24	11	0,43	27	0,69	43	0,96
-20	0,135	-4	0,25	12	0,445	28	0,71	44	0,98
-19	0,14	-3	0,26	13	0,46	29	0,73	45	1,00
-18	0,145	-2	0,27	14	0,47	30	0,74	46	1,02
-17	0,153	-1	0,28	15	0,49	31	0,76	47	1,04
-16	0,16	0	0,29	16	0,50	32	0,78	48	1,06
-15	0,165	1	0,3	17	0,52	33	0,80	49	1,08
Нефтепродукты (кроме бензина)									
-30	0,135	-3	0,435	24	1,15	51	2,58	78	4,90
-29	0,14	-2	0,45	25	1,20	52	2,60	79	5,00
-28	0,15	-1	0,47	26	1,23	53	2,70	80	5,08
-27	0,153	0	0,49	27	1,25	54	2,78	81	5,10
-26	0,165	1	0,52	28	1,30	55	2,88	82	5,15
-25	0,17	2	0,53	29	1,35	56	2,90	83	5,51
-24	0,175	3	0,55	30	1,40	57	3,00	84	5,58
-23	0,183	4	0,57	31	1,43	58	3,08	85	5,60
-22	0,19	5	0,59	32	1,48	59	3,15	86	5,80
-21	0,20	6	0,62	33	1,50	60	3,20	87	5,90
-20	0,21	7	0,64	34	1,55	61	3,30	88	6,0
-19	0,22	8	0,66	35	1,60	62	3,40	89	6,1
-18	0,23	9	0,69	36	1,65	63	3,50	90	6,2
-17	0,24	10	0,72	37	1,70	64	3,55	91	6,3
-16	0,255	11	0,74	38	1,75	65	3,60	92	6,4
-15	0,26	12	0,77	39	1,80	66	3,70	93	6,6
-14	0,27	13	0,80	40	1,88	67	3,80	94	6,7
-13	0,28	14	0,82	41	1,93	68	3,90	95	6,8
-12	0,29	15	0,85	42	1,97	69	4,00	96	7,0
-11	0,30	16	0,87	43	2,02	70	4,10	97	7,1
-10	0,32	17	0,90	44	2,09	71	4,20	98	7,2
-9	0,335	18	0,94	45	2,15	72	4,30	99	7,3
-8	0,35	19	0,97	46	2,20	73	4,40	100	7,4
-7	0,365	20	1,00	47	2,25	74	4,50		
-6	0,39	21	1,03	48	2,35	75	4,60		
-5	0,40	22	1,08	49	2,40	76	4,70		
-4	0,42	23	1,10	50	2,50	77	4,80		

Приложение И (обязательное)

Таблица И.1 – Значения опытного коэффициента K_p

Категория жидкости	Конструкция резервуара	K_p^{\max} или K_p^{cp}	Значение K_p при объеме резервуара V_p			
			$\leq 100\text{м}^3$	200-400 м^3	700-1000 м^3	$\geq 2000\text{м}^3$
1	2	3	4	5	6	7
Режим эксплуатации – «мерник»; ССВ (средства сокращения выбросов) отсутствуют						
А	Наземный вертикальный	K_p^{\max}	0,90	0,87	0,83	0,80
		K_p^{cp}	0,63	0,61	0,58	0,56
	Заглубленный	K_p^{\max}	0,80	0,77	0,73	0,70
		K_p^{cp}	0,56	0,54	0,51	0,50
	Наземный горизонтальный	K_p^{\max}	1,00	0,97	0,93	0,90
		K_p^{cp}	0,70	0,68	0,65	0,63
Б	Наземный вертикальный	K_p^{\max}	0,95	0,92	0,88	0,85
		K_p^{cp}	0,67	0,64	0,62	0,60
	Заглубленный	K_p^{\max}	0,85	0,82	0,78	0,75
		K_p^{cp}	0,60	0,57	0,55	0,53
	Наземный горизонтальный	K_p^{\max}	1,00	0,98	0,96	0,95
		K_p^{cp}	0,70	0,69	0,67	0,67
В	Наземный вертикальный	K_p^{\max}	1,00	0,97	0,93	0,90
		K_p^{cp}	0,70	0,68	0,650	0,63
	Заглубленный	K_p^{\max}	0,90	0,87	0,83	0,80
		K_p^{cp}	0,63	0,61	0,58	0,56
	Наземный горизонтальный	K_p^{\max}	1,00	1,00	1,00	1,00
		K_p^{cp}	0,70	0,70	0,70	0,70
Режим эксплуатации – «мерник»; ССВ – понтон						
А, Б, В	Наземный вертикальный	K_p^{\max}	0,20	0,19	0,17	0,16
		K_p^{cp}	0,14	0,13	0,12	0,11
Режим эксплуатации – «мерник»; ССВ – плавающая крыша						
А, Б, В	Наземный вертикальный	K_p^{\max}	0,13	0,13	0,12	0,11
		K_p^{cp}	0,094	0,087	0,080	0,074

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7
Режим эксплуатации – «буферная емкость»						
А, Б, В	Все типы конструкций	K_p	0,10	0,10	0,10	0,10

Примечание - K_p – опытный коэффициент, характеризующий эксплуатационные особенности резервуара; K_p^{\max} , K_p^{cp} - соответственно средние и максимальные значения коэффициента для группы одноцелевых резервуаров.

Приложение К (обязательное)

Таблица К.1 – Значения опытного коэффициента K_B

P_t , мм.рт.ст.	K_B	P_t , мм.рт.ст.	K_B	P_t , мм.рт.ст.	K_B
540 и ме- нее	1,00	620	1,33	700	1,81
550	1,03	630	1,38	710	1,98
560	1,07	640	1,44	720	1,97
570	1,11	650	1,49	730	2,05
580	1,15	660	1,55	740	2,14
590	1,19	670	1,61	750	2,23
600	1,24	680	1,68	759	2,32
610	1,28	690	1,74		

Примечание - P_t – давление насыщенных паров индивидуальных веществ при температуре жидкости, мм.рт.ст.

Приложение Л (обязательное)

Таблица Л.1 – Значения опытного коэффициента $K_{об}$

n	$K_{об}$	n	$K_{об}$	n	$K_{об}$
100	1,35	60	1,75	30	2,25
80	1,50	40	2,00	≤ 20	2,50

Примечание - n – годовая оборачиваемость резервуаров.

Приложение М (обязательное)

Таблица М.1 – Значения содержания паров нефтепродуктов в резервуаре C_1 , удельных выбросов Y_2 , Y_3 и опытных коэффициентов $K_{нт}$

Нефтепродукт	Климатические зоны									$K_{нт}$ при $T=20^0C$
	1			2			3			
	$C_1, г/м^3$	$Y_2, г/т$	$Y_3, г/т$	$C_1, г/м^3$	$Y_2, г/т$	$Y_3, г/т$	$C_1, г/м^3$	$Y_2, г/т$	$Y_3, г/т$	
Бензол	293,76	114,8	248,0	367,20	140,0	310,0	444,31	173,60	375,10	0,45
Бензин авиационный	576,0	393,60	656,0	720,0	480,0	820,0	871,20	595,2	992,20	0,67
Бензин автомобильный	777,6	639,60	880,0	972,0	780,0	1100,0	1176,12	967,2	1331,0	1,1
БР (бензин рекуперационный)	288,0	205,00	344,0	344,0	360,0	250,0	430,0	435,60	310,0	0,35
Гептан	178,56	78,72	184,0	223,20	96,0	230,0	270,07	119,04	278,80	0,028
Дизельное топливо	2,59	1,56	2,08	3,14	1,9	2,6	3,92	2,36	3,15	$2,9 \cdot 10^{-3}$
Изооктан	221,76	98,4	232,0	277,20	120,0	290,0	335,41	148,80	350,90	0,35
Изопропилбензол	21,31	9,84	16,0	29,64	12,0	20,0	32,23	14,88	24,20	0,040
Керосин осветительный	6,91	3,61	6,32	8,64	4,4	7,9	10,45	5,46	9,56	$7,1 \cdot 10^{-3}$
Керосин технический	9,79	4,84	8,8	12,24	5,9	11,0	14,81	7,32	13,31	$10 \cdot 10^{-3}$
Ксилол	31,68	9,02	24,0	39,6	11,0	30,0	47,92	13,64	36,30	0,059
Лигроин приборный	7,2	2,36	5,86	9,0	4,1	7,3	10,89	5,08	8,83	$7,3 \cdot 10^{-3}$
Мазуты	4,32	3,28	3,28	5,4	4,0	4,0	6,53	4,96	4,96	$4,3 \cdot 10^{-3}$
Масла	0,26	0,16	0,16	0,324	0,2	0,2	0,39	0,25	0,25	$0,27 \cdot 10^{-3}$
Моторное топливо	1,15	0,82	0,82	1,44	1,0	1,0	1,74	1,24	1,24	$1,1 \cdot 10^{-3}$
Нефрас	576,0	377,20	824,0	720,0	460,0	780,0	871,20	570,40	943,80	0,66
Печное топливо	4,90	2,13	3,84	6,12	2,6	4,8	7,41	3,22	5,81	$5,0 \cdot 10^{-3}$
РТ:										
Т-2	244,8	164,00	272,0	306,0	200,0	340,0	370,26	248,0	411,40	0,29
кроме Т-2	5,18	2,79	4,8	6,48	3,4	6,0	7,84	4,22	7,26	$5,4 \cdot 10^{-3}$
Сольвент нефтяной	8,06	3,94	6,96	10,08	4,8	8,7	12,20	5,95	10,53	$8,2 \cdot 10^{-3}$
Толуол	100,8	34,44	80,0	126,0	42,0	100,0	152,46	52,08	121,00	0,17
Уайт-спирит	28,8	18,04	29,6	36,0	22,0	37,0	43,56	27,28	44,77	0,033
Этилбензол	37,44	10,66	28,0	46,80	13,0	35,0	56,63	16,12	42,35	0,067

Примечание - Значения Y_2 (осеннее-зимний период года) принимаются равными Y_3 (весеннее-летний период) для моторного топлива, мазутов и масел.

Приложение Н (обязательное)

Таблица Н.1 – Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении их в одном резервуаре ($G_{хр}$, т/Г)

$V_p, м^3$	Вид резервуара					
	наземный; средства сокращения выбросов				заглубленный	горизонтальный
	отсутствуют	понтон	плоская крыша	газовая обвязка группы одноцелевых резервуаров (ГОР)		
1	2	3	4	5	6	7
Климатическая зона 1						
≤ 100	0,18	0,040	0,027	0,062	0,053	0,18
200	0,31	0,066	0,044	0,108	0,092	0,31
300	0,45	0,097	0,063	0,156	0,134	0,45
400	0,56	0,120	0,079	0,196	0,170	0,56
700	0,89	0,190	0,120	0,312	0,270	-
1000	1,21	0,250	0,170	0,420	0,360	-
2000	2,16	0,420	0,280	0,750	0,650	-
3000	3,03	0,590	0,400	1,060	0,910	-
5000	4,70	0,920	0,620	1,640	1,410	-
10000	8,180	1,600	1,080	2,860	2,450	-
≥ 15000	11,99	2,360	1,590	4,200	3,600	-
Климатическая зона 2						
≤ 100	0,22	0,049	0,033	0,077	0,066	0,22
200	0,38	0,081	0,054	0,133	0,114	0,38
300	0,55	0,120	0,078	0,193	0,165	0,55
400	0,69	0,150	0,098	0,242	0,210	0,69
700	1,10	0,230	0,150	0,385	0,330	-
1000	1,49	0,310	0,210	0,520	0,450	-
2000	2,67	0,520	0,350	0,930	0,800	-
3000	3,74	0,730	0,490	1,310	1,120	-
5000	5,80	1,140	0,770	2,030	1,740	-
10000	10,10	1,980	1,330	3,530	3,030	-
≥ 15000	14,80	2,910	1,960	5,180	4,440	-
Климатическая зона 2						
≤ 100	0,27	0,060	0,041	0,095	0,081	0,27
200	0,47	0,100	0,066	0,164	0,142	0,47
300	0,68	0,157	0,096	0,237	0,203	0,68
400	0,85	0,180	0,121	0,298	0,260	0,85

Продолжение таблицы Н.1

1	2	3	4	5	6	7
700	1,35	0,280	0,180	0,474	0,410	-
1000	1,83	0,380	0,260	0,640	0,550	-
2000	3,28	0,640	0,430	1,1470	0,980	-
3000	4,60	0,900	0,600	1,610	1,380	-
5000	7,13	1,400	0,950	1,640	2,140	-
10000	12,42	2,440	1,640	2,500	3,730	-
≥ 15000	18,20	3,580	2,410	4,340	5,460	-

Приложение II (справочное)

Таблица П.1 – Содержание загрязняющих веществ, % (масс.), в парах различных нефтепродуктов

Нефтепродукты	Содержание веществ (компонентов) C _i , % (масс.)						
	углеводороды алифатические		углеводороды ароматические				сероводород
	предельные C ₁ – C ₁₀	непредельные C ₂ – C ₅	бензол	толуол	этилбензол	ксилолы	
А-76	93,85	2,50	2,00	1,45	0,05	0,15	-
АИ-93	92,68	2,50	2,30	2,17	0,06	0,29	-
Бензин-рафинат	98,88	-	0,44	0,42	-	0,26	-
Дизельное топливо	99,57	-	0,15	0,15	0,15	0,15	0,28
Керосин	99,84	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,06
Крекинг-бензин	74,03	25,0	0,58	0,27	-		-
Ловушечный продукт	C ₁₂ – C ₁₉ 98,31	-	Сумма ароматических 1,56				0,13
Мазут	99,31	-	0,21	0,21	0,21	0,21	0,48
Прямогонные бензиновые фракции, °С:							
62-86	99,05	-	0,55	0,40	-	-	-
62-105	93,90	-	5,89	0,21	-	-	-
85-105	98,64	-	0,24	1,12	-	-	-
85-120	97,61	-	0,05	2,34	-	-	-
85-180	99,25	-	0,15	0,35	-	0,25	-
105-140	95,04	-	-	3,81	-	1,15	-
120-140	95,90	-	-	2,09	-	2,01	-
140-180	99,57	-	-	-	-	0,43	-
НК-180	99,45	-	0,27	0,18	-	0,10	-
Стабильный катализат	92,84	-	2,52	2,76	-	1,88	-
Сырая нефть, °С	99,16	-	0,35	0,22	-	0,11	0,06
Уайт-спирит	93,74	-	2,15	3,20	-	0,91	-

Приложение Р (обязательное)

Таблица Р.1 – Содержание паров различных нефтепродуктов (C , г/м³) в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров и баков автомашин

Нефтепродукт	Вид выброса	Резервуар		Плотность паров в баке автомашины ρ_{ϕ} , г/см ³
		наземный C_p , г/м ³	заглубленный C_p , г/м ³	
Климатическая зона 1				
Бензин автомобильный	макс	464,0	384,0	-
	оз	205,0	172,2	344,0
	вл	248,0	255,0	412,0
Дизельное топливо	макс	1,49	1,24	-
	оз	0,79	0,66	1,31
	вл	1,06	0,88	1,76
Масла	макс	0,16	0,13	-
	оз	0,10	0,08	0,16
	вл	0,10	0,08	0,16
Климатическая зона 2				
Бензин автомобильный	макс	580,0	480,0	-
	оз	250,0	210,2	420,0
	вл	310,0	255,0	515,0
Дизельное топливо	макс	1,86	1,55	-
	оз	0,96	0,80	1,6
	вл	1,32	1,10	2,2
Масла	макс	0,20	0,16	-
	оз	0,12	0,10	0,20
	вл	0,12	0,10	0,20
Климатическая зона 3				
Бензин автомобильный	макс	701,8	580,0	-
	оз	310,0	260,4	520,0
	вл	375,1	308,5	623,1
Дизельное топливо	макс	2,25	1,88	-
	оз	1,19	0,99	1,98
	вл	1,60	1,33	2,66
Масла	макс	0,24	0,19	-
	оз	0,15	0,12	0,25
	вл	0,15	0,12	0,24

Примечание - Макс – максимальный выброс; оз – выброс в осенне-зимний период; вл – выброс в весенне-летний период.

Приложение С (справочное)

Таблица С.1 – Средняя молекулярная масса углеводородов M_i и коэффициенты пересчета $K_i/5$

Характеристические параметры	н-Бутан	н-Пентан	н-Гексан	н-Гептан	н-Октан	н-Нонан	н-Декан	Бутен-2	Пентен-2
M_i	58,12	72,15	86,18	100,20	114,23	128,25	142,29	56,08	70
$K_i/5$ для $C_i, \%$ (об.)	0,4028	1,0000	1,9908	4,3399	9,3131	17,7755	32,8690	0,3998	1,0
$K_i/5$ для $C_i, \%$ (мас)	0,500	1,000	1,667	3,125	5,882	10,000	16,667	0,500	1,000

Приложение Т (справочное)

Таблица Т.1 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

Вещество	Класс опасности	ПДК _{м.р.} , мг/м ³	ПДК _{с.с.} , мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³
Углеводороды предельные алифатического ряда				
Бутан	4	200	-	-
Гексан	4	60	-	-
Метан	-	-	-	50
Пентан	4	100	25	-
Углеводороды непредельные				
Амилен (смесь изомеров)	4	1,5	1,5	-
Бутилен	4	3	3	-
Пропилен	3	3	3	-
Этилен	3	3	3	-
Углеводороды ароматические				
Бензол	2	1,5	0,1	-
Изопропилбензол	4	0,014	0,014	-
Ксилолы	3	0,2	0,2	-
Толуол	3	0,6	0,6	-
Этилбензол	3	0,02	0,02	-
Прочие вещества				
Аммиак	4	0,2	0,04	-
Ацетон	4	0,35	0,35	-
Гидропероксид изопропилбензола	2	0,007	0,007	-
Керосин	-	-	-	1,2
Масло минеральное нефтяное	-	-	-	0,05
Метилэтилкетон	-	-	-	0,1
Серная кислота	2	0,3	0,1	-
Сернистый ангидрид	3	0,5	0,05	-
Сероводород	2	0,008	-	-
Скипидар	4	2	1	-
Сольвент нефти	-	-	-	0,2
Спирт:				
изобутиловый	4	0,1	0,1	-
метиловый	3	1	0,5	-
этиловый	4	5	5	-
Уайт-спирит	-	-	-	1
Углеводороды предельные C ₁₂ – C ₁₉	4	1	-	-
Уксусная кислота	3	0,2	0,06	-
Фенол	2	0,01	0,03	-
Формальдегид	2	0,035	0,003	-
Фурфурол	3	0,05	0,05	-
Хлор	2	0,1	0,03	-
Хлороводород (хлороводородная кислота)	2	0,2	0,2	-
Этиленгликоль	-	-	-	1

Примечание - ПДК_{м.р.} - максимально разовая ПДК, ПДК_{с.с.} - среднесуточная.

Приложение У (справочное)

Компонентный состав растворителей, лаков, красок, грунтовок, эмалей

Таблица У.1 - Компонентный состав растворителей, % (мас.)

Компонент	Растворители								
	№ 646	№ 647	№ 648	№ 649	РМЛ	РМЛ- 218	РМЛ- 315	РИД	РКВ- 1
Ацетон	7	-	-	-	-	-	-	3	-
Бутилацетат	10	29,8	50	-	-	9	18	18	-
Бутиловый спирт	10	7,7	20	20	10	19	15	10	50
Ксилол	-	-	-	50	-	23,5	25	-	50
Толуол	50	41,3	20	-	10	32,5	25	50	-
Этилацетат	-	21,2	-	-	-	16	-	9	-
Этиловый спирт	15	-	10	-	64	16	-	10	-
Этилцеллозольв	8	-	-	30	16	3	17	-	-
Летучая часть	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Продолжение таблицы У.1

Компонент	РКВ- 2	М	Р-4	Р-219	АМР- 3	РЛ- 277	РЛ- 278	РЛ- 251
Ацетон	-	-	12	23	-	-	-	-
Бутилацетат	-	30	12	-	25	-	-	-
Бутиловый спирт	95	5	-	-	22	-	20	-
Ксилол	5	-	-	-	-	-	30	-
Метилизобутилкетон	-	-	-	-	-	-	-	40
Толуол	-	-	62	33	30	-	25	-
Циклогексанон	-	-	-	33	-	50	-	60
Этилацетат	-	5	-	-	-	-	-	-
Этиловый спирт	-	60	-	-	23	-	15	-
Этилцеллозольв	-	-	-	-	-	-	10	-
Этилглицоляцетат	-	-	-	-	-	50	-	-
Летучая часть	100	100	100	100	100	100	100	100

Таблица У.2 - Компонентный состав лаков, % (мас.)

Компонент	Лаки						
	НЦ-221	НЦ-222	НЦ-223	НЦ-224	НЦ-218	НЦ-243	НЦ-52
Ацетон	3,4	-	-	-	-	-	-
Бутилацетат	12,5	7,2	12,06	10,2	6,3	7,4	-
Бутиловый спирт	16,6	7,4	10,05	8	6,3	11,1	33
Ксилол	-	-	16,75	10,3	16,45	-	-
Окситерпеновый растворитель	-	-	-	1,95	-	-	-
Сольвент-нафта	-	-	-	-	-	-	4
Толуол	33,2	36,3	16,75	-	16,45	37	-
Формальдегид	-	-	-	-	-	-	0,76
Этилацетат	8,3	12,4	3,35	10,5	11,2	5,18	-
Этиловый спирт	8,3	12,2	-	34,05	11,2	7,4	1
Этилцеллозольв	-	2,5	8,04	-	2,1	5,92	-
Летучая часть	83,3	78	68	75	70	74	38,76
Сухой остаток	16,9	22	32	25	30	26	61,24

Таблица У.3 - Компонентный состав полиэфирных, поли- и нитроуретановых красок, % (мас.)

Компонент	Полиэфирные, поли- и нитроуретановые краски							
	ПЭ-246	ПЭ-265	ПЭ-232	ПЭ-220	ПЭ-250 М	УР-277 М	ПЭ-251 В	УР-245 М
Ацетон	1-2	1-2	29	31	38	-	-	-
Бутилацетат	5	5	-	-	-	-	-	26
Ксилол	-	-	1	1,5	1	5	1	16
Метилизобутилкетон	-	-	-	-	-	-	8-11	-
Стирол	1-2	1-2	-	-	-	-	3-5	-
Толуол	-	-	5	2,5	4	-	1	-
Циклогексанон	-	-	-	-	-	34	8-11	14
Этилгликоляцетат	-	-	-	-	-	26	-	15
Летучая часть	8	8	35	35	43	65	21-29	71
Сухой остаток	92	92	65	65	57	35	79-71	29

Таблица У.4 - Компонентный состав грунтовок, разравнивающей жидкости, распределительной жидкости, нитрополитуры, полировочной воды, % (мас.)

Компонент	Грунтовки		Разравнивающая жидкость РМЕ	Распределительная жидкость НЦ-313	Нитрополитура НЦ-314	Полировочная вода №18
	НЦ-0140	ВНК				
Бензин «галопша»	-	-	-	-	-	20
Бутилацетат	16	3,5	15	6,4	8,1	1
Бутиловый спирт	12	5,3	4	2	-	5
Ксилол	-	17,8	-	-	-	-
Окситерпеновый растворитель	-	-	1	-	-	-
Толуол	16	20,6	-	3,6	8,7	-
Циклогексанон	4	-	-	-	-	-
Этилацетат	12	9,4	20	5,2	-	2
Этиловый спирт	8	9,4	54	76,7	55,64	69
Этилцеллозольв	12	17,7	-	3	13,6	-
Летучая часть	80	70	94	96,9	86	97
Сухой остаток	20	30	6	3,1	14	3
Ацетон	-	2,3	-	-	-	-

Таблица У.5 - Компонентный состав шпатлевок, грунтовок, % (мас.)

Компонент	Шпатлевки, грунтовки									
	ПФ-002	НЦ-008	ХВ-005	ГФ-032ГС, ГФ-0163	ГФ-031	ГФ-032	ФЛ-03К, ФЛ-03Ж	ХС-010	АК-070	Клей ХВК-2А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ацетон	-	4,5	8,5	-	-	-	-	17,4	-	17,5
Бутанол	-	1,5	-	-	-	-	-	-	17,4	-
Бутилацетат	-	9	4	-	-	-	-	8	43,5	8,8
Ксилол	-	-	-	-	51	61	15	-	-	-
Сольвент	25	-	-	25	-	-	-	-	-	-
Толуол	-	9	20,5	-	-	-	-	41,	17,	35

								6	4	
--	--	--	--	--	--	--	--	---	---	--

Продолжение таблицы У.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Уайт-спирит	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-
Этанол	-	-	-	-	-	-	-	-	8,7	-
Этилацетат	-	6	-	-	-	-	-	-	8,7	-
Летучая часть	25	30	33	32	51	61	30	67	87	70
Сухой остаток	75	70	67	68	49	39	70	33	13	-

Таблица У.6 - Компонентный состав эмалей, % (мас.)

Компонент	Эмали										
	ПЭ - 276	НЦ- 25	НЦ- 132	НЦ- 1125	НЦ- 257	НЦ- 258	КВ- 518	ПФ- 115	ПФ - 133	М С- 17	
Ацетон	2-4	4,62	6,4	4,2	4,34	-	19, 6	-	-	-	
Бутанол	-	9,9	12	6	9,3	10,4	-	-	-	-	
Бутилацетат	6	6,6	6,4	6	6,2	6,5	7	-	-	-	
Ксилол	-	-	-	-	-	16,25	-	22,5	25	60	
Сольвент	-	-	-	-	-	-	43, 4	-	-	-	
Стирол	2-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Толуол	-	29,7	32, 8	30	31	13	-	-	-	-	
Уайт-спирит	-	-	-	-	-	-	-	22,5	-	-	
Циклогексанон	-	-	-	-	-	3,25	-	-	-	-	
Этанол	-	9,9	16	9	6,2	5,85	-	-	-	-	
Этилацетат	-	-	-	-	-	0,75	-	-	-	-	
Этилцеллозольв	-	5,28	6,4	4,8	4,96	-	-	-	-	-	
Летучая часть	9- 10	66	80	60	62	65	70	45	50	60	
Сухой остаток	91- 90	34	20	40	38	35	30	55	50	40	