

МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Республиканский нормативный документ

Охрана атмосферного воздуха

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по определению выбросов
загрязняющих веществ в атмосферу
из резервуаров

РНД 211.2.02.09-2004

Проект

Астана, 2004

Предисловие

1 ПЕРЕРАБОТАН И ВНЕСЕН Республиканским научно-исследовательским Центром охраны атмосферного воздуха

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан от __. __.2004 г. № ____

3 ОДОБРЕН на заседании рабочей группы Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан, протокол №1 от 20 декабря 2002 года

4 РЕГИСТРАЦИЯ не требуется согласно письма Министерства юстиции Республики Казахстан №4-01-10-6/7082 от 17.10.2001г.

5 ВВЕДЕН ВЗАМЕН Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, КАЗЭКОЭКСП, Алматы, 1996 (п.4. Расчет выбросов углеводородов при хранении нефтепродуктов, п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов)

6 ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПРОВЕРКИ 1 РАЗ В 5 ЛЕТ

Документ оформлен с учетом требований РНД 211.1.01.02-1994 «Правила изложения и оформления нормативных документов», Алматы, 1994 и СТ РК 1.5-2000 «Требования к построению, изложению, оформлению и содержанию государственных и фирменных стандартов, стандартов научно-технических, инженерных обществ и других общественных объединений и изменений к ним»

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения разработчика.

Содержание

Введение	
1 Область применения.....	62
2 Нормативные ссылки.....	63
3 Определения, обозначения и сокращения	63
4 Общие положения.....	65
5 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров перерабатывающих, нефтедобывающих предприятий и магистральных нефтепроводов	
5.1 Исходные данные для расчёта выбросов	68
5.2 Выбросы паров нефти и бензинов	73
5.3 Выбросы паров индивидуальных веществ	74
5.4 Выбросы паров многокомпонентных жидких смесей известного состава	75
5.5 Выбросы газов из водных растворов	75
5.6 Выбросы паров нефтепродуктов (кроме бензинов)	76
6 Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуаров нефтебаз, ТЭЦ, котельных, складов ГСМ	
6.1 Исходные данные для расчёта выбросов	78
6.2 Выбросы паров нефтепродуктов	78
7 Выбросы паров нефтепродуктов на наливных эстакадах	79
8 Выбросы паров нефтепродуктов от теплообменных аппаратов и средств перекачки.....	80
9 Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу от автозаправочных станций	
9.1 Исходные данные для расчёта выбросов	82
9.2 Выбросы паров нефтепродуктов	82
10 Примеры расчёта выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	85
Литература	94
Приложения	
1 Санитарно-гигиенические нормативы некоторых загрязняющих веществ	95
2 Физико-химические свойства некоторых газов и жидкостей	97
3 Константы уравнения Антуана некоторых веществ	98
4 Значения постоянной K_f для водных растворов некоторых газов	100
5 Значения молекулярной массы паров (m) нефти и бензинов	101

6	Атомные массы некоторых элементов	101
7	Значения опытных коэффициентов K_t	102
8	Значения опытных коэффициентов K_p	104
9	Значения коэффициентов K_B	105
10	Значения опытных коэффициентов K_{OB}	105
11	Компонентный состав растворителей, лаков, красок и т.д.	105
12	Значение концентраций паров нефтепродуктов в резервуаре C_1 , удельных выбросов $У_2, У_3$ и опытных коэффициентов $K_{нп}$	106
13	Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в одном резервуаре $G_{ХР}$, т/год	107
14	Концентрация загрязняющих веществ (% масс.) в парах различных нефтепродуктов	108
15	Концентрация паров нефтепродуктов (C , г/м ³) в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров и баков автомашин	109
16	Давление насыщенных паров углеводородов	110
17	Условное разделение территории РК на климатические зоны	110
18	Сведения об основных мероприятиях по снижению выбросов	111

Введение

Настоящая методика переработана на основе новейших нормативно-методических документов и предназначена для определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух из резервуаров на действующих, проектируемых и реконструируемых предприятиях.

Распространяется на источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров на действующих, проектируемых и реконструируемых предприятиях в различных отраслях промышленности и сельского хозяйства.

Приложением к РНД являются также разрабатываемые программы для различных ЭВМ, согласованные в установленном порядке с разработчиками методики и утвержденные Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан¹.

¹ Названия Министерств, ведомств и организаций приведены на момент утверждения документа

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров**

**РНД
211.2.02.09-2004**

Дата введения **1.01.2004** г.

1 Область применения

1.1 Настоящий документ:

- разработан с целью создания единой методологической основы по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров на действующих, проектируемых и реконструируемых предприятиях;
- устанавливает порядок определения выбросов загрязняющих веществ из резервуаров для хранения нефтепродуктов расчетным методом, в том числе и на основе удельных показателей выделения;
- распространяется на источники выбросов загрязняющих веществ нефте- и газоперерабатывающих предприятий, предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебазы, склады горюче-смазочных материалов, магистральные нефтепродуктопроводы, автозаправочные станции), тепловых электростанций (ТЭЦ), котельных и других отраслей промышленности;
- применяется в качестве основного методического документа предприятиями и территориальными управлениями по охране окружающей среды, специализированными организациями, проводящими работы по нормированию выбросов и контролю за соблюдением установленных нормативов ПДВ.

1.2 Полученные по настоящему документу результаты используются в качестве исходных данных при учете и нормировании выбросов загрязняющих веществ от источников действующих предприятий, технологические процессы которых связаны с хранением нефтепродуктов в резервуарах различных типов, а также при разработке предпроектной и проектной документации на новое строительство.

1.3 Любая деятельность по нормированию выбросов, проводимая в Республике Казахстан, должна осуществляться в соответствии с настоящим документом и удовлетворять рекомендациям, приведенным в нем.

2 Нормативные ссылки

Методические указания разработаны в соответствии со следующими нормативными документами:

- 1 ГОСТ 17.2.1.04-77. Охрана природы. Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. М., Изд-во стандартов, 1978.
- 2 ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. М., Изд-во стандартов, 1980.
- 3 ГОСТ 17.2.4.02-81. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ. М., Изд-во стандартов, 1982.
- 4 ГОСТ 8.563-96. Методика выполнения измерений. М., Изд-во стандартов, 1996.

3 Определения, обозначения и сокращения

3.1 Основные обозначения

M	максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, г/с;
G	годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, т/год;
V_q^{\max}	максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров во время их закачки, принимаемый равным производительности насоса, м ³ /час;
Q_{O_3}	количество нефтепродуктов, закачиваемое в резервуары АЗС в течение осенне-зимнего периода года, м ³ /период;
Q_{BII}	то же, в течение весенне-летнего периода, м ³ /период;
B	количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;
B_{O_3}	то же, в течение осенне-зимнего периода, т/период;
B_{BII}	то же, в течение весенне-летнего периода, т/период;
$t_{нк}$	температура начала кипения жидкости, °С;
$t_{ж}^{\max}$, $t_{ж}^{\min}$	максимальная и минимальная температура жидкости в резервуаре, °С;
$\rho_{ж}$	плотность жидкости, т/м ³ ;

РНД 211.2.02.09-2004

- t_1, t_2 время эксплуатации резервуара соответственно, сут/год и час/сут;
- P_{38} давление насыщенных паров нефти и бензинов при температуре 38°C и соотношении газ-жидкость 4:1, мм. рт. ст.;
- C_{20} концентрация насыщенных паров нефтепродуктов (кроме бензина) при температуре 20°C и соотношении газ-жидкость 4:1, г/м³;
- P_i давление насыщенных паров индивидуальных веществ при температуре жидкости, мм. рт. ст.;
- P_i парциальное давление пара индивидуального вещества над многокомпонентным раствором, в равновесии с которым он (пар) находится, Па или мм. рт. ст.;
- A, B, C константы в уравнении Антуана для расчета равновесного давления насыщенных паров жидкости;
- K_H константа Генри для расчета давления газов над водными растворами, мм. рт. ст.;
- $K_t, K_p, K_v, K_{об}, K_{нп}$ коэффициенты;
- X_i массовая доля вещества;
- μ молекулярная масса паров жидкости;
- V_p объем резервуара, м³;
- N_p количество резервуаров, шт.;
- C_i концентрация i-го загрязняющего вещества, % масс;
- C_1 концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³;
- $U_{оз}, U_{вл}$ средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний, весенне-летний периоды года, г/т;
- $G_{хр}$ выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год;
- $V_{сл}$ объем слитого нефтепродукта в резервуар АЗС, м³;
- C_p концентрация паров нефтепродуктов при закачке в резервуар АЗС, г/м³;
- $C_б$ то же в баки автомашин, г/м³;
- $G_{зак}$ выбросы паров нефтепродуктов при закачке в резервуар АЗС и в баки автомашин, т/год;
- $G_{пр}$ неорганизованные выбросы паров нефтепродуктов при проливах на АЗС, т/год

3.2 Термины и определения

В настоящем документе применяются термины и определения в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об охране окружающей среды», Законом Республики Казахстан «Об охране атмосферного воздуха», ГОСТ 17.2.1.04-77, ГОСТ 17.2.1.03-84.

3.3 Условные сокращения

В настоящем документе используются следующие условные сокращения:

АЗС	-	автозаправочная станция
ГОР	-	газовая обвязка резервуаров;
ЗВ	-	загрязняющее вещество
КАЗС	-	контейнерная автозаправочная станция
НПЗ	-	нефтеперерабатывающий завод
ПК	-	плавающая крыша
ССВ	-	средства сокращения выбросов
ТРК	-	топливораздаточная колонка
ЭЛОУ	-	электрообессоливающая установка

4 Общие положения

4.1 Разработка настоящего документа проведена исходя из определения термина «унификация» - приведение имеющих путей расчета выбросов веществ, загрязняющих атмосферу, от однотипных резервуаров на действующих, проектируемых и реконструируемых предприятиях в пределах массива существующих методик к наибольшему возможному единообразию.

4.2 В документе приведены справочно-информационные и экспериментальные данные о физико-химических свойствах, концентрациях и величинах удельных выбросов из резервуаров для хранения наиболее распространенных индивидуальных веществ и многокомпонентных технических смесей, применяемых в нефтехимической, нефтеперерабатывающей и других отраслях промышленности, а также расчетные формулы для определения максимальных (г/с) и валовых (т/г) выбросов соответствующих загрязняющих веществ.

4.3 Нормирование выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров для хранения нефтепродуктов, а также от

РНД 211.2.02.09-2004

нефтехимического и нефтегазового оборудования выполняется с учетом разделения на группы веществ¹:

Предельные углеводороды:

низкокипящие: смесь предельных углеводородов по фракциям C₁-C₅ и C₆-C₁₀²;

высокипящие: смесь предельных углеводородов по фракции C₁₂-C₁₉

Непредельные углеводороды: по амиленам (смесь изомеров)

Ароматические углеводороды: бензол, толуол, ксилолы, этилбензол, стирол;

Сернистые соединения: сероводород, метилмеркаптан

Значения ПДК и ОБУВ ряда веществ и технических смесей представлены в Приложении 1.

4.4 Индивидуальный состав нефтепродуктов определяются по данным завода-изготовителя (техническому паспорту) или инструментальным методом.

4.5 Только для случаев недостаточности информации для расчета по данной методике, а также, когда источник загрязнения не охватывается разделами настоящего документа, разрешается руководствоваться отраслевыми методиками, по согласованию с территориальными органами Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан.

4.6 Для сырьевых резервуаров с обводненностью нефти до 10% (учитывая расслоение нефти и воды, при котором вода оказывается в нижней части резервуара) следует уменьшать объем закачиваемой и хранимой нефти на величину объема «отслаивающейся» воды, а оставшейся в составе сырой нефти влагой в пределах погрешности действующих измерительных методик можно пренебречь.

4.7 Для резервуаров отстоя пластовой воды, при остаточном содержании нефти в воде 50-1000 мг/л и газа в воде - 300 мг/л целесообразно воспользоваться формулами раздела 5.4 (Выбросы паров многокомпонентных жидких смесей известного состава) и раздела 5.5 (Выбросы газов из водных растворов), учитывающих давление насыщенных паров нефти и ее массовую долю в пластовой воде (формулы 5.4.1 и 5.4.2), а также массовую долю газа в воде и

¹ если имеются в составе выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу

² приняты согласно приказа Главного Государственного санитарного врача от 11 ноября 2002 г. №56 «Об утверждении ОБУВ»

константы Генри (по справочникам или по данным инструментальных измерений; формулы 5.5.1 и 5.5.2).

4.8 Нормирование выбросов от резервуаров подготовки нефти следует проводить по «сырой нефти» (Приложение 14), а от резервуаров подготовки пластовой воды, при отсутствии инструментальных замеров, целесообразно по расчетным данным учесть увеличение содержания растворенного газа (углеводородов C_1-C_5) в составе выбросов паров «сырой нефти».

4.9 Сырую нефть следует нормировать по содержанию в ней бензиновой, керосиновой и остаточной (мазутной) фракции (по данным паспорта месторождения) в соответствии с вышеуказанными правилами пропорционально мольной доле этих фракций составе нефти (з-н Рауля-Дальтона)

$$p_i = P_{\text{нас.н.п.}} \times X_i \quad (4.1)$$

где:

p_i - давление насыщенных паров i -той фракции в составе нефти; мм.рт.ст.;

$P_{\text{нас.н.п.}}$ - давление насыщенных паров i -той фракции в составе нефти при 100% ее содержании, мм. рт. ст.;

X_i - мольная доля i -той фракции в составе нефти, мол. доли.

4.10 Если рассматривать транспортные емкости (авто- и ж/д цистерны) как резервуары наземные горизонтальные, то возможно применение к ним формул данной методики при наливе жидкостей («большое дыхание») и 10% коэффициента для оценки выбросов паров при сливе («обратный выдох»).

Рекомендуемый в РМ 62-91-90 [14] для оценки так называемого «обратного выдоха» 10% коэффициент от величины «большого дыхания» транспортных емкостей является условным средним значением из экспериментального определяемых показателей выбросов, колеблющихся в диапазоне от 7 до 15%.

4.11 Расчеты выбросов от резервуаров для хранения растворов соляной кислоты следует проводить по формулам 5.4.1 и 5.4.2 с подстановкой парциальных давлений паров соляной кислоты над водными растворами (например, из «Справочника химика», т. III, Изд. «Химия», М., 1965 г., с.337-338). Аналогичным образом, по данным того же справочника можно оценить выбросы от водных растворов аммиака, диоксида серы и ряда других неорганических газообразных веществ.

4.12 Выбросы из резервуаров прирельсового расходного склада ГСМ и от последующей раздачи с помощью ручного насоса в тару потребителя следует рассчитывать по данной методике. К этим же источникам (чтобы не учитывать их дважды) следует отнести и выбросы соответствующих нефтепродуктов при проливах.

4.13 При расчете максимальных разовых и валовых выбросов из резервуаров необходимо учитывать эффективность имеющихся средств снижения выбросов (ССВ). Можно использовать информацию, приведенную в отраслевых методиках [14], [15] и Приложение 18.

5 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров перерабатывающих, нефтедобывающих предприятий и магистральных нефтепроводов

5.1 Исходные данные для расчета выбросов

5.1.1 Данные предприятия

По данным предприятия принимаются:

- максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара (группы одноцелевых резервуаров) во время его закачки ($V_{ч}^{max}$, м³/час), равный производительности насоса;
- количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года (B , т/год) или иного периода года;
- температура начала кипения ($t_{нк}$, °С) нефтей и бензинов;
- плотность ($\rho_{ж}$, т/м³) нефтей и нефтепродуктов;
- время эксплуатации резервуара или групп одноцелевых резервуаров (t_1 , сут/год; t_2 , час/сут);
- давления насыщенных паров нефтей и бензинов (P_{38} , мм.рт.ст) определяются при температуре 38°С и соотношении газ-жидкость 4:1.

Примечание: Для нефтеперерабатывающих заводов и других крупных предприятий давление насыщенных паров целесообразно определять газохроматографическим методом. Физико-химические свойства некоторых газов и жидкостей представлены в Приложении 2.

5.1.2 Инструментальные измерения

Температуру жидкости измеряют при максимальных ($t_{ж}^{max}$, °C) и минимальных ($t_{ж}^{min}$, °C) ее значениях в период закачки в резервуар.

Идентификацию паров нефтей и бензинов (C_i , % масс) по группам углеводородов и индивидуальным веществам (предельные, непредельные, бензол, толуол, этилбензол, ксилолы и сероводород) необходимо проводить для всех вышеуказанных предприятий. Углеводородный состав определяют газохроматографическим методом, а сероводород - фотометрическим [2-4].

Концентрации насыщенных паров различных нефтепродуктов (кроме бензина) при 20°C и соотношении газ-жидкость 4:1 (C_{20} , г/м³) определяются газохроматографическими методами [3-4] специализированными подразделениями или организациями, имеющими аттестат аккредитации и, при необходимости, соответствующие лицензии.

5.1.3 Расчет давления насыщенных паров индивидуальных жидкостей

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

$$P_t = 10^{\left(A - \frac{B}{273+t_{ж}}\right)} \quad (5.1.1)$$

или

$$P_t = 10^{\left(A - \frac{B}{C+t_{ж}}\right)} \quad (5.1.2)$$

где А, В, С - константы, зависящие от природы вещества, для предприятий нефтепереработки принимаются по Приложению 3, а для предприятий иного профиля - по справочным данным, например [7].

Кроме того, давление насыщенных паров жидкостей можно принимать и по номограммам $P_t = f(t_{ж})$, например, [10] и по ведомственным справочникам.

Примечание: парциальное равновесное давление пара индивидуального вещества (в паровоздушной смеси) над многокомпонентным раствором (нефтепродуктом) может быть определено по закону Рауля [9]:

$$p_i = P_t \times x_i$$

где x_i - мольная доля i-го вещества в растворе;

P_t - определяется по уравнениям 5.1.1-5.1.2.

5.1.4 Расчет давления газов над их водными растворами

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

$$P_t = \frac{K_{\Gamma} \times X_i \times 18}{m_i} \quad (5.1.3)$$

где

K_{Γ} - константа Генри, мм. рт. ст., принимается по справочным данным или (для некоторых газов) по Приложению 4;

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

18 - молекулярная масса воды;

m_i - молекулярная масса i -го газа (см. п. 5.1.5).

5.1.5 Определение молекулярной массы паров жидкостей

Молекулярная масса паров нефтей и нефтепродуктов принимается в зависимости от температуры начала их кипения по Приложению 5

Молекулярная масса однокомпонентных веществ нефтепереработки принимается по данным Приложения 2, а для других продуктов - по справочным данным или расчетам, исходя из структурной формулы вещества.

Атомные массы некоторых элементов представлены в приложении 6.

5.1.6 Определение опытных значений коэффициентов K_t

K_t - опытный коэффициент для пересчета значений концентраций насыщенных паров в резервуарах при температуре 38°C к фактической температуре

$$K_t = \frac{P_t \times \rho_{\tau}}{P_{38} \times \rho_{38}} \quad (5.1.4)$$

где:

ρ_t - плотность паров жидкости при фактической температуре, кг/м³.

ρ_{38} - то же, при температуре 38°C, кг/м³.

Значения коэффициента K_t^{\max} и K_t^{\min} принимаются в зависимости от максимальной (max) и минимальной (min) температуры жидкости при закачке ее в резервуар по Приложению 7.

5.1.7 Определение опытных значений коэффициентов K_p

K_p - опытный коэффициент, характеризующий эксплуатационные особенности резервуара.

$$K_p = \frac{C_\phi}{C_n} \quad (5.1.5)$$

где

C_ϕ - фактическая концентрация паров жидкости, г/м³;

C_n - концентрация насыщенных паров жидкости, г/м³.

C_ϕ и C_n определяются при одной и той же температуре.

Все эксплуатируемые на предприятии резервуары определяются по следующим признакам:

- наименование жидкости;
- индивидуальный резервуар или группа одноцелевых резервуаров;
- объем;
- 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) и др.;
- количество групп одноцелевых резервуаров.

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

Значения K_p принимаются по данным Приложения 8, кроме ГОР.

При этом в Приложении 8:

K_p подразделяются, в зависимости от разности температур закачиваемой жидкости и температуры атмосферного воздуха в наиболее холодный период года, 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 (прямогонные, катализаты, рафинаты, крекинг-бензины и т.д.) и другие продукты при температуре закачиваемой жидкости, не превышающей 30°C по сравнению с температурой воздуха.

РНД 211.2.02.09-2004

Группа В. Узкие бензиновые фракции, ароматические углеводороды, керосин, топлива, масла и другие жидкости при температуре, превышающей 30°C по сравнению с температурой воздуха.

Значения коэффициента $K_p^{гор}$ для газовой обвязки группы одноцелевых резервуаров определяются в зависимости от одновременности закачки и откачки жидкости из резервуаров:

$$K_p^{гор} = 1.1 \times K_p \times \frac{(Q_{зак} - Q_{отк})}{Q_{зак}} \quad (5.1.6)$$

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

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

$$K_p^{ср} = \frac{(K_p \times V_p \times N_p)^{ССВ} + (K_p \times V_p \times N_p)^{ОТС}}{(V_p \times N_p)^{ССВ} + (V_p \times N_p)^{ОТС}}, \quad (5.1.7)$$

где:

V_p - объем резервуара, м³;

N_p - количество резервуаров, шт.

5.1.8 Определение значений коэффициентов K_v

Коэффициент K_v рассчитывается на основе формулы Черникина (ф-ла 1, [13]) в зависимости от значения давления насыщенных паров над жидкостью.

При $P_t \leq 540$ мм.рт.ст. $K_v=1$, а при больших значениях принимается по данным приложения 9.

5.1.9 Определение опытных значений коэффициентов $K_{об}$

Значение коэффициента $K_{об}$ принимается в зависимости от годовой оборачиваемости резервуаров (n):

$$n = \frac{B}{\rho_{ж} \times V_p \times N_p}, \quad (5.1.8)$$

где V_p - объем одноцелевого резервуара, м³.

Значения опытного коэффициента $K_{об}$ принимаются по Приложению 10.

5.2 Выбросы паров нефтей и бензинов

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

- максимальные выбросы

$$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_{\text{ч}}^{\max}}{10^4}, \text{ г/с} \quad (5.2.1)$$

- годовые выбросы

$$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{\text{cp}} \times K_{\text{об}} \times V}{10^7 \times \rho_{\text{ж}}}, \text{ т/год} \quad (5.2.2)$$

где:

K_t^{\min} , K_t^{\max} - опытные коэффициенты (приложение 7).

K_p^{cp} , K_p^{\max} - опытные коэффициенты (приложение 8).

P_{38} - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°C;

m - молекулярная масса паров жидкости;

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час;

K_B - опытный коэффициент (приложение 9);

$K_{\text{об}}$ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);

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

V - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год.

Примечания:

1 Для предприятий, имеющих более 10 групп одноцелевых резервуаров, допускается при расчете максимальных выбросов использовать значения коэффициента K_p^{cp} , вместо K_p^{\max} .

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

$$G = \frac{0.294 \times \left[(P_{38} \times K_t^{\max} \times K_B^{\min} \times m)^{\text{лет}} + (P_{38} \times K_t^{\min} \times m)^{\text{зим}} \right] \times K_p^{\text{cp}} \times K_{\text{об}} \times V}{10^7 \times \rho_{\text{ж}}}, \text{ т/год} \quad (5.2.3)$$

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

- максимальные выбросы i -го загрязняющего вещества:

$$M_i = \frac{M \times C_i}{100}, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$$

- годовые выбросы:

$$G_i = \frac{G \times C_i}{100}, \text{ т/год} \quad (5.2.5)$$

где C_i - концентрация i -го загрязняющего вещества, % мас.

5.3 Выбросы паров индивидуальных веществ

Выбросы паров жидкости рассчитываются по формулам:

- максимальные выбросы (M , г/с)

$$M = \frac{0.445 \times P_t \times m \times K_p^{\max} \times K_B \times V_{\text{ч}}^{\max}}{10^2 \times (273 + t_{\text{ж}}^{\max})}, \quad (5.3.1)$$

- годовые выбросы (G , т/год)

$$G = \frac{0.160 \times (P_t^{\max} \times K_B + P_t^{\min}) \times m \times K_p^{\text{cp}} \times K_{\text{об}} \times B}{10^4 \times \rho_{\text{ж}} \times (546 + t_{\text{ж}}^{\max} + t_{\text{ж}}^{\min})}, \quad (5.3.2)$$

где:

P_t^{\min} , P_t^{\max} - давление насыщенных паров жидкости при минимальной и максимальной температуре жидкости и соответственно, мм.рт.ст;

K_p^{cp} , K_p^{\max} - опытные коэффициенты по Приложению 8;

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м³/час;

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

m - молекулярная масса паров жидкости;

K_B - опытный коэффициент, принимается по Приложению 9;

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

$K_{\text{об}}$ - коэффициент оборачиваемости, принимается по Приложению 10;

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

5.4 Выбросы паров многокомпонентных жидких смесей известного состава

Выбросы i -го компонента паров жидкости рассчитываются по формулам

- максимальные выбросы:

$$M_i = \frac{0.445 \times P_{ti} \times X_i \times K_p^{\max} \times K_B \times V_q^{\max}}{10^2 \times \sum (X_i : m_i) \times (273 + t_{ж}^{\max})}, \text{ г/с} \quad (5.4.1)$$

- годовые выбросы:

$$G_i = \frac{0.16 \times (P_{ti}^{\max} \times K_B + P_{ti}^{\min}) \times X_i \times K_p^{\text{cp}} \times K_{\text{об}} \times B \times \sum (X_i : \rho_i)}{10^4 \times \sum (X_i : m_i) \times (546 + t_{ж}^{\max} + t_{ж}^{\min})}, \text{ т/год} \quad (5.4.2)$$

где:

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

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

K_p^{cp} , K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;

V^{\max} - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м³/час;

X_i - массовая доля вещества, в долях единицы ($X_i = C_i/100$, где C_i - массовая доля вещества в %);

K_B - опытный коэффициент, принимается по Приложению 9;

$K_{\text{об}}$ - коэффициент оборачиваемости, принимается по Приложению 10;

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

Данные по компонентному составу растворителей, лаков, красок и т.д. представлены в Приложении 11.

5.5 Выбросы газов из водных растворов

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

- максимальные выбросы:

$$M_i = \frac{0.08 \times K_{\Gamma}^{\max} \times X_i \times K_p^{\max} \times V_q^{\max}}{(273 + t_{ж}^{\max})}, \text{ г/с} \quad (5.5.1)$$

- годовые выбросы:

$$G_i = \frac{0.289 \times (K_{\Gamma}^{\max} + K_{\Gamma}^{\min}) \times X_i \times K_p^{\text{cp}} \times V_{\text{ч}}^{\max} \times \tau_1 \times \tau_2}{10^3 \times (546 + t_{\text{ж}}^{\max} + t_{\text{ж}}^{\min})}, \text{т/год} \quad (5.5.2)$$

где:

$K_{\Gamma}^{\min}, K_{\Gamma}^{\max}$ - константа Генри при минимальной и максимальной температурах соответственно, мм.рт.ст.;

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

$K_p^{\text{cp}}, K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8.

X_i - массовая доля вещества;

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час;

t_1, t_2 - время эксплуатации резервуара соответственно сут/год и час/сут.

5.6 Выбросы паров нефтепродуктов (кроме бензинов)

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формуле:

- максимальные выбросы (M, г/с)

$$M = \frac{C_{20} \times K_{\Gamma}^{\max} \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \quad (5.6.1)$$

- годовые выбросы (G, т/год)

$$G = \frac{C_{20} \times (K_t^{\max} + K_t^{\min}) \times K_p^{\text{cp}} \times K_{\text{об}} \times V}{2 \times 10^6 \times \rho_{\text{ж}}}, \quad (5.6.2)$$

где

K_t^{\min}, K_t^{\max} - опытные коэффициенты, при минимальной и максимальной температурах жидкости соответственно, принимаются по Приложению 7;

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час;

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

K_p - опытный коэффициент, принимается по Приложению 8;

$K_{\text{об}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 10;

V - количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год.

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

Примечания:

1. Для предприятий, имеющих более 10 групп одноцелевых резервуаров (керосинов, дизтоплив и т.д.) допускается принимать значения коэффициента K_p^{cp} и при расчете максимальных выбросов.

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

$$G = \frac{(C_{20}^{Л} \times K_t^{\max} + C_{20}^3 \times K_t^{\min}) \times K_p^{cp} \times K_{OB} \times B}{2 \times 10^6 \times \rho_{ж}}, \text{ т/год} \quad (5.6.3)$$

где $C_{20}^{Л}$, C_{20}^3 - концентрация насыщенных паров летнего и зимнего вида дизельного топлива соответственно, г/м³.

6 Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуаров нефтебаз, ТЭЦ, котельных, складов ГСМ

6.1 Исходные данные для расчета выбросов

Количество закачиваемой в резервуар жидкости принимается по данным предприятиям в осенне-зимний ($V_{оз}$, т) период года и весенне-летний ($V_{вл}$, т) период. Кроме того, определяется объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки ($V_ч$, м³/час), принимаемый равным производительности насоса.

Значения опытных коэффициентов K_p принимаются по данным Приложения 8.

Примечание: Выбросы от резервуаров с нижним и боковым подогревом одновременно необходимо рассчитывать согласно раздела 5.6. настоящих методических указаний.

6.2 Выбросы паров нефтепродуктов

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

- максимальные выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_ч^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1)$$

- годовые выбросы:

$$G = (Y_{оз} \times V_{оз} + Y_{вл} \times V_{вл}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{хр} \times K_{нп} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2)$$

где

$Y_{оз}$, $Y_{вл}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12.

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12;

$G_{хр}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;

$K_{нп}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;

N_p - количество резервуаров, шт.

При этом:

$$K_{\text{нп}} = \frac{C_{20\text{н}}}{C_{20\text{ба}}}, \quad (6.2.3)$$

где

$C_{20\text{н}}$ - концентрация насыщенных паров нефтепродуктов при 20°C, г/м³;
 $C_{20\text{ба}}$ - то же, паров бензина автомобильного, г/м³.

Коэффициент $K_{\text{нп}}$ физически означает снижение (в общем случае) изменение выброса паров данного нефтепродукта по отношению к выбранному в качестве стандарта и наиболее изученному автомобильному бензину.

Концентрации углеводородов (предельных, непредельных), бензола, толуола, этилбензола и ксилолов (C_i , % масс.) в парах товарных бензинов приведены в Приложении 14.

7 Выбросы паров нефтепродуктов на наливных эстакадах

Максимальные выбросы паров нефтепродуктов при отпуске на наливных эстакадах рассчитываются по формуле (6.2.1). Расчет годовых выбросов по формуле (7.1) [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_{\text{р}}^{\text{max}} \times 10^{-6}, \text{ т/год} \quad (7.1)$$

8 Выбросы паров нефтепродуктов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Количество выбросов паров нефтепродуктов в атмосферу из теплообменных аппаратов и средств перекачки определяется в зависимости от типа оборудования, вида продукта, количества оборудования и времени его работы.

Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{Q}{3.6}, \text{ г/с}$$

Q - удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл. 8.1);

Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{Q \times T}{10^3}, \text{ т/год}$$

T - фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час;

Таблица 8.1

Количество выбросов паров нефтепродуктов в атмосферу из теплообменных аппаратов и средств перекачки в зависимости от вида нефтепродукта или средней температуры кипения жидкости (tк, °С)

Аппаратура и средства перекачки	Газ, бензин и жидкости с tк<120°С	Керосин, дизельное топливо и жидкости с tк=120-300°С	Нефть, мазут и жидкости с tк>300°С
Кожухотрубный теплообменник:			
– трубное пространство	0.20	0.10	0.05
– межтрубное пространство	0.20	0.10	0.05
Кожухотрубный холодильник	0.20	0.10	0.05
Кожухотрубный	0.20	0.10	0.05

Аппаратура и средства перекачки	Газ, бензин и жидкости с $t_k < 120^\circ\text{C}$	Керосин, дизельное топливо и жидкости с $t_k = 120-300^\circ\text{C}$	Нефть, мазут и жидкости с $t_k > 300^\circ\text{C}$
кипятильник			
Погружной холодильник	1.00	0.50	0.01
Аппарат воздушного охлаждения	0.10	0.07	0.04
Насосы центробежные с одним уплотнением вала:			
– торцевым	0.08	0.04	0.02
– сальниковым	0.14	0.07	0.03
Насосы центробежные с двумя уплотнениями вала:			
– торцевым	0.14	0.07	0.03
– сальниковым	0.26	0.13	0.05
Насосы центробежные с двойными торцевыми уплотнениями или бессальниковые типа ЦНГ	0.02	0.01	0.01
Компрессоры центробежные	0.12	-	-
Компрессоры поршневые	0.75	-	-

9 Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу от автозаправочных станций

9.1 Исходные данные для расчета выбросов

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

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

Примечание: одновременная закачка нефтепродукта в резервуары и баки автомобилей обычно не осуществляется. В разделе 7.2 и Приложении 15 учтены выбросы в атмосферу и при хранении нефтепродуктов.

9.2 Выбросы паров нефтепродуктов

Максимальные (разовые) выбросы из резервуаров АЗС рассчитываются по формуле:

$$M = \frac{(C_p^{\text{max}} \times V_{\text{сл}})}{t}, \text{ г/с} \quad (9.2.1)$$

где:

$V_{\text{сл}}$ - объем слитого нефтепродукта (м³) из автоцистерны в резервуар АЗС;

C_p^{max} - максимальная концентрация паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров, в зависимости от их конструкции и климатической зоны, в которой расположена АЗС, г/м³ (согласно Приложения 15 и 17);

t - среднее время слива заданного объема ($V_{\text{сл}}$) нефтепродукта, с;

При необходимости (в основном, для предпроектной и проектной документации) оценки максимальных (разовых) выбросов ЗВ при заполнении баков автомобилей через ТРК расчеты проводятся по формуле:

$$M_{\text{б.а/м}} = \frac{V_{\text{сл.}} \times C_{\text{б.а/м}}^{\text{max}}}{3600}, \text{ г/с} \quad (9.2.2)$$

где:

$M_{\text{б.а/м}}$ - максимальные (разовые) выбросы паров нефтепродуктов при заполнении баков автомашин, г/с;

$V_{сл}$ - фактический максимальный расход топлива через ТРК (с учетом пропускной способности ТРК), $м^3/ч$. При отсутствии этих данных допускается использовать максимальную производительность ТРК, л/мин, с последующим переводом в $м^3/ч$.

$C_{б.а/м}^{max}$ - максимальная концентрация паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении баков автомашин, $г/м^3$.

Значение $C_{б.а/м}^{max}$ рекомендуется выбирать из Приложения 12 для соответствующих нефтепродуктов и климатической зоны (C_1 , $г/м^3$).

Разделение территории Республики Казахстан на климатические зоны представлено в Приложении 17.

Максимальные разовые выбросы зависят от числа одновременно заполняемых резервуаров и/или количества одновременно заправляемых автомобилей.

При расчете годовых выбросов учитываются выбросы из резервуаров с нефтепродуктами при их закачке и хранении ($G_{зак}$), а также из топливных баков автомобилей при их заправке ($G_{б.а.}$), и при проливах за счет стекания нефтепродуктов со стенок заправочных и сливных шлангов ($G_{пр.р.}$, $G_{пр.а.}$).

Годовые выбросы (G_p) паров нефтепродуктов от резервуаров при закачке рассчитываются как сумма выбросов из резервуаров ($G_{зак}$) и выбросов от проливов нефтепродуктов на поверхность ($G_{пр.р.}$).

$$G_p = G_{зак} + G_{пр.р.} \quad (9.2.3)$$

Значение $G_{зак}$ вычисляется по формуле:

$$G_{зак} = (C_p^{oz} \times Q_{oz} + C_p^{вл} \times Q_{вл}) \times 10^{-6}, \text{ т/год} \quad (9.2.4)$$

где:

C_p^{oz} , $C_p^{вл}$ - концентрация паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров в осенне-зимний весенне-летний период соответственно, $г/м^3$ (согласно Приложения 15).

Значение $G_{пр.р.}$ вычисляется по формуле:

$$G_{пр.р.} = 0.5 \times J \times (Q_{oz} + Q_{вл}) \times 10^{-6}, \text{ т/год} \quad (9.2.5)$$

где J - удельные выбросы при проливах, $г/м^3$. Для автобензинов $J=125$, дизтоплив = 50, масел = 12.5.

РНД 211.2.02.09-2004

Годовые выбросы ($G_{\text{трк}}$) паров нефтепродуктов от ТРК при заправке рассчитываются как сумма выбросов из баков автомобилей ($G_{\text{б.а.}}$) и выбросов от проливов нефтепродуктов на поверхность ($G_{\text{пр.а.}}$):

$$G_{\text{трк}} = G_{\text{б.а.}} + G_{\text{пр.а.}}, \text{ т/год} \quad (9.2.6)$$

Значение $G_{\text{б.а.}}$ рассчитывается по формуле:

$$G_{\text{б.а.}} = (C_{\text{б}}^{\text{оз}} \times Q_{\text{оз}} + C_{\text{б}}^{\text{вл}} \times Q_{\text{вл}}) \times 10^{-6}, \text{ т/год} \quad (9.2.7)$$

где:

$C_{\text{б}}^{\text{оз}}, C_{\text{б}}^{\text{вл}}$ - концентрации паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении баков автомобилей в осенне-зимний и весенне-летний период соответственно (согласно Приложению 15).

Значение $G_{\text{пр.а.}}$ вычисляется по формуле:

$$G_{\text{пр.а.}} = 0.5 \times J \times (Q_{\text{оз}} + Q_{\text{вл}}) \times 10^{-6}, \text{ т/год} \quad (9.2.8)$$

Суммарные годовые выбросы из резервуаров и ТРК определяются по формуле:

$$G = G_{\text{р}} + G_{\text{трк}}, \text{ т/год} \quad (9.2.9)$$

Значения концентраций паров бензинов (предельных, непредельных), бензола, толуола, этилбензола и ксилола¹ приведены в Приложении 14.

¹ здесь и далее под термином «ксилол» подразумевается смесь орто-, мета- и пара-изомеров (синоним «ксилолы»)

10 Примеры расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

10.1 НПЗ. Бензин-катализат

Исходные данные

Наименование продукта	P ₃₈ , мм. рт. ст.	t _{нк} , °C	t _ж , °C		V _ч ^{max} , м ³ /час	B, т/год	ρ _ж , т/м ³
			max	min			
Бензин - катализат	420	42	32	10	56	300000	0.74

Продолжение исходных данных

Конструкция резервуара	Режим эксплуатации	ССВ	V, м ³	N _p , шт.	Количество групп
Наземный вертикальный	мерник	отсутствуют	1000	3	22

Табличные данные. Расчеты

m	K _i ^{max}	K _i ^{min}	K _p ^{max}	K _p ^{cp}	K _b	M, г/с	G, т/год
63.7	0.78	0.42	0.88	0.62	1.0	11.81	320.28

$n = 300000 / (0.74 \times 1000 \times 3) = 135$, а $K_{об} = 1.35$ (по 5.1.8 и Приложению 10)

Расчеты выбросов:

$M = 0.163 \times 420 \times 63.7 \times 0.78 \times 0.62 \times 1.0 \times 56 \times 10^4 = 11.81$ г/с (по 5.2.1)

$G = 0.294 \times 420 \times 63.7 \times (0.78 \times 1.0 + 0.42) \times 0.62 \times 1.35 \times 300000 \times 10^{-7} / 0.74 = 320.28$ т/год (по 5.2.2)

При необходимости идентификации в выбросах индивидуальных углеводородов по их содержанию в паровой фазе приоритетными являются данные непосредственных инструментальных определений массового состава выброса с последующим расчетом M_i и G_i по формулам 5.2.4 и 5.2.5, соответственно.

Кроме того, для расчета могут быть использованы ориентировочные составы паров нефтепродуктов из Приложения 14.

Идентификация состава выбросов

(M=11.81 г/с; G=320.28 т/год)

Определяемый параметр	Углеводороды							серо- дород
	предельные		Непредел ьные (по амиленам)	ароматические			этилбе нзол	
	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		бензол	толуо л	ксилол		
C _i мас %	52.59	40.25	-	2.52	2.76	1.88	-	-
M _i , г/с	6.21	4.75	-	0.30	0.33	0.22	-	-
G _i , т/г	168.44	128.91	-	8.07	8.84	6.02	-	-

**10.2 НПЗ. Бензин автомобильный Аи-92 неэтилированный.
ССВ - понтон и отсутствие ССВ**

Исходные данные

Продукт	P ₃₈ , мм.рт.ст.		t _{ик} , °C		t _ж , °C		V _ч ^{max} , М ³ / час	B, т/год	ρ _ж , т/М ³
	летний	зимний	летний	зимний	max	min			
автобензин неэтилиро- ванный	425	525	40	35	30	5	250	1460000	0.73

Продолжение исходных данных

Конструкция резервуара	Режим эксплуат.	ССВ	V _p , М ³	N _p , шт	Количество групп
Наземный вертикальный	мерник	понтон отсутствуют	10000 5000	2 2	22

Табличные данные. Расчеты

m		K _t ^{max}	K _t ^{mi} _n	K _p ^{cp}		K _p ^{cp}	Выбросы	
летн.	зимн.			понтон	отсутствует		M, г/с	G, т/год
63.1	61.5	0.74	0.35	0.11	0.60	0.27	21.83	865.32

$n=1460000/[0.73 \times (10000 \times 2 + 5000 \times 2)] = 67$, а $K_{об} = 1.75$ (по 5.1.8 и Приложению 10)

Средние значения

$$K_p^{cp} = (0.11 \times 10000 \times 2) + (0.60 \times 5000 \times 2) / (10000 \times 2) + (5000 \times 2) = 0.27 \quad (\text{по } 5.1.7)$$

Расчеты выбросов:

$$M = 0.163 \times 425 \times 63.1 \times 0.74 \times 0.27 \times 1.0 \times 250 \times 10^{-4} = 21.83 \text{ г/с (по } 5.2.1)$$

$$G = 0.294 \times [(425 \times 63.1 \times 0.74 \times 1.0) + (525 \times 61.5 \times 0.35)] \times 0.27 \times 1.75 \times 1460000 / 10^7 \times 0.73 = 865.32 \text{ т/год (по } 5.2.3)$$

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды							серо- водо- род
	Предельные		Непредельные (поамиленам)	ароматические				
	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		бензол	толуол	ксилол	этилбензол	
C _i , мас % Бензин Аи-92	67.67	25.01	2.50	2.3	2.17	0.29	0.06	-
M _i , г/с	14.78	5.46	0.55	0.50	0.47	0.06	0.01	-
G _i , т/г	585.56	216.42	21.63	19.90	18.78	2.51	0.52	-

10.3 НПЗ. Бензин автомобильный А-76 неэтилированный

Исходные данные

Продукт	Р ₃₈ , мм. рт. ст.		t _{нк} , °С		t _ж , °С		V _ч ^{max} , м ³ /час	В, т/год	ρ _ж , т/м ³
	летн.	зимн.	летн.	зимн.	max	min			
Бензин автом.	425	525	40	35	30	5	250	1460000	0.73

Продолжение исходных данных

Конструкция резервуара	Режим эксплуатации	ССВ	V _р , м ³	N _р , шт	Количество групп
Наземный вертикальный	мерник	отсутств.	5000	4	22

Табличные данные Валовые выбросы

m		K _t ^{max}	K _t ^{min}	K _p ^{ср}	K _в	M, г/с	M, т/год
летн.	зимн.						
63.1	61.5	0.74	0.35	0.60	1.0	48.52	1483.40

$$n = 1460000 / (0.73 \times 5000 \times 4) = 100, \text{ а } K_{об} = 1.35$$

Расчеты выбросов:

$$M = 0.163 \times 425 \times 63.1 \times 0.74 \times 0.60 \times 1.0 \times 250 \times 10^{-4} = 48.52 \text{ г/с (по 5.2.1)}$$

$$G = 0.294 \times [(425 \times 63.1 \times 0.74 \times 1.0) + (525 \times 61.5 \times 0.35)] \times 0.60 \times 1.35 \times 1460000 / 10^7 \times 0.73 = 1483.40 \text{ т/год}$$

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды							серо-водород
	предельные		непредельные (по амиленам)	ароматические				
	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		бензол	толуол	ксилол	этилбензол	
Ci мас % Бензин А-76	75.47	18.38	2.50	2.0	1.45	0.15	0.05	-
Mi, г/с	36.62	8.92	1.21	0.97	0.70	0.07	0.02	-
Gi, т/г	1119.52	272.65	37.09	29.67	21.51	2.23	0.74	-

10.4 НПЗ. Керосин технический*

Исходные данные

Наименование продукта	C ₂₀ , г/м ³	t _ж , °C		V _ч ^{max} , м ³ /час	B, т/год	ρ _ж , т/м ³
		max	min			
Керосин техн.	11.2	55	25	70	500 000	0.85

Продолжение исходных данных

Конструкция резервуара	Режим эксплуатации	ССВ	V _р , м ³	N _р , шт.	Кол-во групп
Наземный вертикальный	мерник	отсутств уют	3000	4	22

Табличные данные Выбросы

K _t ^{max}	K _t ^{min}	K _p ^{cp}	M, г/с	G, т/год
2.88	1.20	0.63	0.395	16.93

$$n = 500000 / (0.85 \times 3000 \times 4) = 49, \text{ а } K_{об} = 2.0$$

$$M = 11.2 \times 2.88 \times 0.63 \times 70 / 3600 = 0.395 \text{ г/с (по 5.6.1)}$$

$$G = 11.2 \times (2.88 + 1.20) \times 0.63 \times 2 \times 500000 / 2 \times 10^6 \times 0.85 = 16.93 \text{ т/год (по 5.6.2)}$$

* Нормировать по загрязняющему веществу - керосин (код 2732)

10.5 Растворитель № 646. Выбросы компонентов

Исходные данные

Наименование продукта	t _ж , °C		V _ч ^{max} , м ³ /час	B, т/год	Конструкция резервуара
	max	min			
Растворитель № 646	30	20	0.5	1300	горизонтальный

Продолжение исходных данных Табличные данные

Режим эксплуатации	ССВ	V _p , м ³	N _p , шт.	K _p ^{max}	K _p ^{cp}	ρ _ж , т/м ³
мерник	отсутств	5	4	1.0	0.7	0.849

Продолжение табличных данных

Компонент	Константы Ангуана			m	ρ _ж , т/м ³	C _i , % масс	X _i
	A	B	C				
Ацетон	7.2506	1281.7	237	58.1	0.792	7	0.07
Бутиловый спирт	8.7051	2058.4	246	74.1	0.805	15	0.15
Бутилацетат	7.006	1340.7	199	116	0.882	10	0.1
Толуол	6.95334	1343.94	219.38	92.1	0.867	50	0.5
Этиловый спирт	9.274	2239	273	46.1	0.789	10	0.1
Этилцеллозольв	8.416	2135	253	90	0.931	8	0.08

Расчеты

Компонент	P ₃₀ , мм. рт. ст.	P ₂₀ , мм. рт. ст.	X ₁ :m ₁	X ₁ :ρ ₁	M, г/с	G, т/год
Ацетон	282	183	0.00120	0.088	0.0115	0.1117
Бутиловый спирт	17.7	9.26	0.00202	0.186	0.0016	0.0139
Бутилацетат	14.2	7.66	0.00086	0.113	0.0008	0.0075
Толуол	36.7	21.8	0.00543	0.577	0.0107	0.1003
Этиловый спирт	76.7	42.9	0.00217	0.127	0.0045	0.0410
Этилцеллозольв	7.44	3.94	0.00089	0.086	0.0003	0.0031
Сумма Σ			0.0126	1.177		

$$n=1300 / 0.849 / 5 / 4 = 77, \text{ а } K_{06}=1.5$$

Пример расчета выбросов ацетона

$$M = \frac{0.445 \times 282 \times 0.07 \times 1.0 \times 1.0 \times 0.5}{100 \times 0.0126 \times (273 + 30)} = 0.0115 \text{ г/с (по 5.4.1)}$$

$$G = \frac{0.16 \times (282 \times 1.0 + 183) \times 0.07 \times 0.7 \times 1.5 \times 1300 \times 1.177}{10^4 \times 0.0126 \times (546 + 30 + 20)} = 0.1117 \text{ т/год (по 5.4.2)}$$

аналогично рассчитываются другие компоненты (бутиловый спирт и т.д.).

10.6 Нефтебаза. Бензин автомобильный

Исходные данные

Наименование продукта	$V_{ч}^{max}$, м ³ /час	V_{03} , м	$V_{вл}$, м	Конструкция резервуара	Режим эксплуатац.
Бензин автомоб.	400	16000	24000	наземный вертикальный	мерник

Продолжение исходных данных

V_p , м ³	N_p , шт.	ССВ	K_p^{max}
5000	8	отсут.	0.8

$$M = 972 \times 0.8 \times 400 / 3600 = 86.4 \text{ г/с (по 6.2.1)}$$

$$G = (780 \times 16000 + 1100 \times 24000) \times 0.8 \times 10^{-6} + 5.8 \times 1.0 \times 8 = 77.504 \text{ т/год (по 6.2.2)}$$

10.6а Нефтебаза. Масло минеральное нефтяное*

Исходные данные

Наименование продукта	$V_{ч}^{max}$, м ³ /час	V , т	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации	V_p , м ³	N_p , шт.	ССВ
Масло МС-20	150	40000	Наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	Мерник	5000	8	отсут.

Продолжение исходных данных.

t_{min} , °C	t_{max} , °C	K_t^{min}	K_t^{max}	C_{20} , г/м ³	K_p^{cp}	K_p^{max}	ρ , т/м ³	$K_{об}$
25	30	1.20	1.40	0.324	0.56	0.80	0.935	2.50

$$M = 0.324 \times 1.40 \times 0.80 \times 150 / 3600 = 0.01512 \text{ г/сек (по 5.6.1)}$$

$$n = 40000 / 0.935 \times 5000 \times 8 = 1.0695 \text{ (по 5.1.8); } K_{об} = 2.5 \text{ (Прил. 10)}$$

$$G = 0.324 \times (1.40 + 1.20) \times 0.56 \times 2.5 \times 40000 / 2 \times 10^6 \times 0.935 = 0.02523 \text{ т/год (5.6.2)}$$

*) Нормировать по веществу масло минеральное нефтяное (код 2735)

10.7 АЗС. Бензин автомобильный А-92 неэтилированный

Исходные данные

Наименование продукта	$V_{ч\max}$	t, c	Q_{O_3}, M^3	$Q_{BЛ}, M^3$	Конструкция резервуара
Автобензин	4.0	1200	3150	3150	заглубленный

Табличные данные Выбросы

C_{\max}	$C_p^{O_3}$	$C_p^{BЛ}$	$C_6^{O_3}$	$C_6^{BЛ}$	$M, г/с$	$G, т/год$
480	210	255	420	515	1.6	5.1975

$$M = 480 \times 4.0 / 1200 = 1.6 \text{ г/с}$$

$$G = [(210 + 420) \times 3150 + (255 + 515) \times 3150 + 125 \times (3150 + 3150)] \times 10^{-6} = 5.1975 \text{ т/год}$$

Идентификация состава выбросов.

$$(M = 1.6 \text{ г/с}; G = 5.1975 \text{ т/год})$$

Определяемый параметр	Углеводороды							серо- водород
	Пределные		Непредел ьные (по амилена м)	ароматические				
	C_1-C_5	C_6-C_{10}		бензол	толуол	ксилол	этилбензол	
$C_i, \text{ масс \%}$	67.67	25.01	2.5	2.3	2.17	0.29	0.06	-
$M_i, \text{ г/с}$	1.08	0.40	0.04	0.04	0.3	0.005	0.001	-
$G_i, \text{ т/г}$	3.517	1.3	0.13	0.12	0.113	0.015	0.003	-

10.7.а АЗС. Дизельное топливо

Исходные данные					Табличные данные				
Нефтепродукт	$V_{сл}, M^3$	Q_{O_3}, M^3	$Q_{BЛ}, M^3$	Конструкция резервуара	$C_{\max}, \text{ г/М}^3$	$C_p^{O_3}, \text{ г/М}^3$	$C_p^{BЛ}, \text{ г/М}^3$	$C_6^{O_3}, \text{ г/М}^3$	$C_6^{BЛ}, \text{ г/М}^3$
Диз. топливо	6.0	4000	4500	заглубленный	1.55	0.8	1.1	1.6	2.2

$$M = (1.55 \times 6.0) / 1200 = 0.00775 \text{ г/с (по 7.2.1)}$$

$$G = [(C_p^{O_3} + C_6^{O_3}) \times Q_{O_3} + (C_p^{BЛ} + C_6^{BЛ}) \times Q_{BЛ}] \times 10^{-6} + 50 \times (Q_{O_3} + Q_{BЛ}) \times 10^{-6} =$$

$$[(0.8 + 1.6) \times 4000 + (1.1 + 2.2) \times 4500] \times 10^{-6} + 50 \times (4000 + 4500) \times 10^{-6} = 0.44945 \text{ т/г}$$

(по 7.2.9 - совокупность формул 7.2.3-7.2.8)

Идентификация состава выбросов.

$$(M = 0.00775 \text{ г/с}; G = 0.44945 \text{ т/год})$$

Определяемый параметр	Углеводороды			
	Пределные $C_{12}-C_{19}$	Непредел ьные	Ароматически	Серо- водород
$C_i \text{ мас \%}$	99.57	ε	ε	0.28
$M_i, \text{ г/с}$	0.00773	-	-*)	0.00002
$G_i, \text{ т/г}$	0.44819	-	-*)	0.00126

*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$

10.8 ТЭЦ. Мазут топочный (резервуар с нижним и боковым подогревом)*)

Согласно примечания к п.6.1 расчет ведется по п. 5.6

Исходные данные

Наименование продукта	C ₂₀ , г/м ³	Конструкция резервуара	Режим эксплуатации
Мазут топочный М-100	5.4	наземный вертикальный с нижним и боковым подогревом	мерник

Продолжение исходных данных

ССВ	V _p , м ³	N _p , шт.	Кол-во групп	t _ж , °C, max	t _ж , °C, min	V _ч ^{max} , м ³ /ч	B, т/год	ρ _ж , т/м ³
отсут.	1000	3	1	60	60	85	10000	1.015

Табличные данные. Выбросы

K _t ^{max}	K _t ^{min}	K _п ^{ср}	K _ч ^{max}	K _{об}	M, г/с	G, т/год
3.2	3.2	0.65	0.93	2.5	0.3794	0.2767

$$n = 10000 / (1.015 \times 1000 \times 3) = 9.85, \text{ следовательно } K_{об} = 2.5$$

$$M = 5.4 \times 3.2 \times 0.93 \times 85 / 3600 = 0.3794 \text{ г/с}$$

$$G = (5.4 \times (3.2 + 3.2) \times 0.65 \times 2.5 \times 10000) / (2 \times 10^6 \times 1.015) = 0.2767 \text{ т/год}$$

Идентификация состава выбросов

(M=0.3794 г/с; G=0.2767 т/год)

Определяемый параметр	Углеводороды			
	Пределные C ₁₂ -C ₁₉	Непределельны е	Ароматически е	Сероводород
C _i мас %	99.31	-	0.21	0.48
M _i , г/с	0.3776	-	-*)	0.0018
G _i , т/г	0.2753	-	-*)	0.0013

*) Условно отнесены к C₁₂-C₁₉

10.9 ТЭЦ. Мазут топочный (резервуар без обогрева)

Исходные данные

Наименование продукта	Конструкция резервуара	V ₀₃ , т	V _{вл} , т	V _ч ^{max} , м ³ /ч	Режим эксплуатации
Мазут топочный	наземный вертикальный без обогрева	5000	5000	85	мерник

Продолжение исходных данных

ССВ	V _р , м ³	N _р , шт.
Отсут.	1000	3

Табличные данные Выбросы

Y ₁ , г/м ³	Y ₂ , г/т	Y ₃ , г/т	K _р ^{max}	G _{хр}	K _{нп}	M, г/с	G, т/год
5.4	4.0	4.0	0.83	1.49	4.3×10 ⁻³	0.1058	0.0524

$$M=5.4 \times 0.83 \times 85 / 3600 = 0.1058 \text{ г/с (по 6.2.1)}$$

$$G=(4.0 \times 5000 + 4.0 \times 5000) \times 0.83 \times 10^{-6} + 1.49 \times 4.3 \times 10^{-3} \times 3 = 0.0524 \text{ т/год (по 6.2.2)}$$

10.10 АЗС. ТРК. Бензин

Определить максимальный (покомпонентный) выброс паров бензина А-76 от одной двуркавной ТРК для средней климатической зоны.

Решение:

Из Приложения 12 для средней климатической зоны выбираем значение

$$C_{б.а/м}^{\max} = C_1 = 972 \text{ г/м}^3.$$

Для двусторонней ТРК максимальный объем газовой смеси, содержащей пары нефтепродуктов, и поступающей в атмосферу при заправке топливных баков автомобилями составляет 0.8 м³/час (на основании анализа проектной документации АЗС).

По формуле (7.2.2) рассчитываем M_{б.а/м}:

$$M_{б.а/м} = \frac{0.8 \times 972}{3600} = 0.216 \text{ г/с}$$

С использованием данных Приложения 14 для бензина А-76 находим покомпонентный состав выбросов.

	Углеводороды						
	Предельные		Непредельные по аминам	Ароматические			
	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Бензол	Толуол	Ксилол	Этилбензол
Бензин А-76	75.47	18.38	2.50	2.00	1.45	0.15	0.05
M _i = $\frac{M_{б.а/м} \times C_i}{100}$	0.1630	0.0397	0.0054	0.0043	0.0031	0.0003	0.0001

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Перечень методических документов по расчету выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферный воздух. СПб, 1998.
- 2 Методика определения концентрации сероводорода фотометрическим методом по реакции образования «метиленового голубого». Сборник методик по определению концентраций загрязняющих веществ в промышленных выбросах. Л., 1987.
- 3 Методика газохроматографического измерения массовой концентрации предельных углеводородов C_1 - C_5 , а также C_6 и выше (суммарно) в промышленных выбросах. Казанское ПНУ «Оргнефтехимзаводы», ЗАО «Любэкоп», МП «Белинэкомп», 1997.
- 4 Методика газохроматографического измерения массовой концентрации предельных углеводородов C_1 - C_5 (суммарно) и ароматических углеводородов (бензола, толуола, этилбензола, ксилолов, стирола) при их совместном присутствии в промышленных выбросах. Казанское ПНУ «Оргнефтехимзаводы», ЗАО «Любэкоп», МП «Белинэкомп», 1997.
- 5 Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух.-С.П.: НИИ Охраны атмосферного воздуха. Министерство охраны окружающей Среды и природных ресурсов РФ, Фирма «Интеграл». 2000.
- 6 РНД 211.2.02.05-2003. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов), Астана, 2003
- 7 Справочник химика. Т.1.: «Химия», 1967. С. 1070
- 8 Краткий справочник по химии.: «Наукова думка», 1974. С. 992
- 9 Тищенко Н. Ф. Охрана атмосферного воздуха. М.: «Химия», 1991. С. 368
- 10 Павлов К.Ф. и др. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. М., Л., «Химия», С. 664
- 11 Константинов Н. Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. М.: Гостоптехиздат, 1961. С. 250
- 12 Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Л., Гидрометеоздат. 1986. С.184
- 13 Экспериментально-расчетная методика определения потерь из резервуара. Уфа, 1990.
- 14 Методика расчета вредных выбросов в атмосферу от нефтехимического оборудования (РМ 62-91-90). Воронеж, 1990
- 15 Методические указания по расчету валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии (РД 17-86). Казань, 1987

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1
(справочное)

Санитарно-гигиенические нормативы
некоторых загрязняющих веществ
(по состоянию на 12 ноября 2002 г.)

Вещество	Класс опасно сти	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	-
Пропилен	3	3	3	-
Бутилен	4	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	-
Гидроперекись 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	-
Спирт метиловый	3	1	0,5	-
Спирт этиловый	4	5	5	-
Спирт изобутиловый	4	0,1	0,1	-
Сольвент нефтяной	-	-	-	0,2

РНД 211.2.02.09-2004

Вещество	Класс опасно сти	ПДК м.р. мг/м ³	ПДК с.с. мг/м ³	ОБУВ мг/м ³
Уайт-спирит	-	-	-	1
Углеводороды предельные алифатического ряда C ₁ -C ₁₀	4	-		25
Углеводороды предельные C ₁ -C ₅	-	-	-	50
Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	-	-	-	30
Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	4	1	-	-
Уксусная кислота	3	0,2	0,06	-
Фенол	2	0,01	0,0003	-
Фурфурол	3	0,05	0,05	-
Формальдегид	2	0,035	0,003	-
Хлор	2	0,1	0,03	-
Хлористый водород (соляная кислота)	2	0,2	0,2	-
Этиленгликоль	-	-	-	1

Физико-химические свойства некоторых газов и жидкостей

Вещество	Формула	Температура нач.кип. $t_{нк}$, °C	Плотность жидкости $\rho_{ж}$, т/м ³	Молекулярная масса, т
Бутан	C ₄ H ₁₀	-0.5	-	58.12
Пентан	C ₅ H ₁₂	36.1	0.626	72.15
Гексан	C ₆ H ₁₄	68.7	0.66	86.18
Гептан	C ₇ H ₁₆	98.4	0.684	100.21
Изооктан	C ₈ H ₁₈	93.3	0.692	114.24
Цетан	C ₁₆ H ₃₄	287.5	0.774	226.45
Этилен	C ₂ H ₄	-103.7	-	28.5
Пропилен	C ₃ H ₆	-47.8	-	42.08
Бутилен	C ₄ H ₈	-6.3	-	56.11
Амилен	C ₅ H ₁₀	30.2	0.641	70.14
Бензол	C ₆ H ₆	80.1	0.879	78.11
Толуол	C ₇ H ₈	110.6	0.867	92.14
о-Ксилол	C ₈ H ₁₀	144.4	0.881	106.17
м-Ксилол	C ₈ H ₁₀	139.1	0.864	106.17
п-Ксилол	C ₈ H ₁₀	138.35	0.861	106.17
Этилбензол	C ₈ H ₁₀	136.2	0.867	106.17
Изопропилбензол	C ₉ H ₁₂	152.5	0.862	120.2
Спирт метиловый	CH ₄ O	64.7	0.792	32.04
Спирт этиловый	C ₂ H ₆ O	78.37	0.789	46.07
Спирт изобутиловый	C ₄ H ₁₀ O	108	0.805	74.12
Уксусная кислота	C ₂ H ₄ O ₂	118.1	1.049	60.05
Ацетон	C ₃ H ₆ O	56.24	0.792	58.08
Метилэтилкетон	C ₄ H ₈ O	79.6	0.805	72.1
Фурфурол	C ₅ H ₄ O ₂	161.7	1.159	96.09
Фенол	C ₆ H ₆ O	182	-	94.11
Этиленгликоль	C ₂ H ₆ O ₂	197.2	1.114	62.07
Диэтиленгликоль	C ₄ H ₁₀ O ₃	244.33	1.118	106.12
Аммиак	NH ₃	-33.35	-	17.03
Сернистый ангидрид	SO ₂	-10.1	-	64.06
Сероводород	H ₂ S	-60.8	-	34.08
Формальдегид	CH ₂ O	-21	-	30.03
Хлор	Cl ₂	-33.6	-	70.91
Хлористый водород	HCl	-85.1	-	36.46

Примечание: Физико-химические свойства приняты по данным [7, 8]

Константы уравнения Антуана некоторых веществ

Вещество	Уравнение	Интервал температур, °С		Константы		
		от	до	А	Б	С
Углеводороды предельные алифатического ряда						
Бутан	2	-60	45	6.83029	945.9	240.0
	2	45	152	7.39949	1299	289.1
Пентан	2	-30	120	6.87372	1075.82	233.36
Гексан	2	-60	110	6.87776	1171.53	224.37
Гептан	2	-60	130	6.90027	1266.87	216.76
Изооктан*	2	-15	131	6.81170	1259.2	221.0
Цетан	2	70	175	7.33309	2036.4	172.5
Углеводороды непредельные						
Этилен	2	-70	9,5	7.20580	768.26	282.43
Пропилен	2	-47,7	0,0	6.64808	712.19	236.80
	2	0.0	91,4	7.57958	1220.33	309.80
Бутилен	2	-67	40	6.84290	926.10	240.00
Амилен	2	-60	100	6.78568	1014.29	229.78
цис-Пентен-2	2	-60	82	6.87540	1069.47	230.79
транс-Пентен-2	2	-60	81	6.90575	1083.99	232.97
2-Метилбутен-1	2	-60	75	6.87314	1053.78	232.79
2-Метилбутен-2	2	-60	85	6.91562	1095.09	232.84
2-Метилбутен-3	2	-60	60	6.82618	1013.47	236.82
Углеводороды ароматические						
Бензол	2	-20	5,5	6.48898	902.28	178.10
	2	5.5	160	6.91210	1224.64	221.20
Толуол	1	-92	15	8.330	2047.3	-
	2	20	200	6.95334	1343.94	219.38
о-Ксилол	2	25	50	7.35638	1671.8	231.0
	2	50	200	6.99891	1474.68	213.69
м-Ксилол	2	25	45	7.36810	1658.23	232.3
	2	45	195	7.00908	1462.27	215.11
п-Ксилол	2	25	45	7.32611	1635.74	231.4
	2	45	190	6.99052	1453.43	215.31
Этилбензол	2	20	45	7.32525	1628.0	230.7
	2	45	190	6.95719	1424.26	213.21
Изопропилбензол	2	25	60	7.25827	1637.97	223.5
	2	60	200	6.93666	1460.79	207.78

Вещество	Уравнение	Интервал температур, °С		Константы		
		от	до	А	Б	С
Прочие вещества						
Спирт метиловый	1	7	153	8.349	1835	-
Спирт этиловый*	2	-	-	9.274	2239	273
Спирт изобутиловый*	2	-9	116	8.7051	2058.4	246
Уксусная кислота	1	-35	10	8.502	2177.4	-
	2	16.4	118	7.55716	1642.54	233.39
Ацетон*	2	15	93	7.2506	1281.7	237
Метилэтилкетон	1	-15	85	7.754	1725.0	-
Фурфурол	2	-	-	4.427	1052	273
Фенол	2	0	40	11.5638	3586.36	273
	2	41	93	7.86819	2011.4	222
Этиленгликоль	1	25	90	8.863	2694.7	-
Диэтиленгликоль	1	80	165	8.1527	2727.3	-

Примечание: Константы уравнения Антуана (без звездочек) приняты по [7], а со звездочками - по [9].

Значения постоянной K_T для водных растворов некоторых газов
(в таблице даны значения $K_T \times 10^{-9}$ в мм.рт.ст.)

$t_{ж},$ °C	Газ								
	Мета н	Этан	Этил ен	Ацет илен	Хло р	Серо водо род	Диок сид серы	Хлори стый водоро д	Ам миа к
0	17000	9550	4190	550	204	203	12.5	1.85	1.56
5	19700	11800	4960	640	250	239	15.2	1.91	1.68
10	22600	14400	5840	730	297	278	18.4	1.97	1.80
15	25600	17200	6800	820	346	321	22.0	2.03	1.93
20	28500	20000	7740	920	402	367	26.6	2.09	2.08
25	31400	23000	8670	1010	454	414	31.0	2.15	2.23
30	34100	26000	9620	1110	502	463	36.4	2.20	2.41
40	39500	32200	-	-	600	566	49.5	2.27	-
60	47600	42900	-	-	731	782	83.9	2.24	-
80	51800	50200	-	-	730	1030	128.0	-	-
100	53300	52600	-	-	-	1120	-	-	-

Примечание: Значения K_T приняты по [10].

Приложение 5
(справочное)

Значения молекулярной массы паров (m) нефтей и бензинов

t _{НК}	m	t _{НК}	m	t _{НК}	m	t _{НК}	m	t _{НК}	m	t _{НК}	m
Пары нефтей и ловушечных продуктов											
10	51.0	20	57.0	30	63.0	40	69.0	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: Значения молекулярной массы паров приняты по формулам [11].

Приложение 6
(справочное)

Атомные массы некоторых элементов

Название	Символ	Атомная масса	Название	Символ	Атомная масса
Азот	N	14.008	Сера	S	32.066
Водород	H	1.008	Углерод	C	12.011
Кислород	O	16.0	Хлор	Cl	35.457

Значения опытных коэффициентов K_t

$t_{ж},$ °C	K_t	$t_{ж},$ °C	K_t	$t_{ж},$ °C	K_t	$t_{ж},$ °C	K_t	$t_{ж},$ °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
								50	1.10
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

$t_{ж},$ $^{\circ}C$	K_t	$t_{ж},$ $^{\circ}C$	K_t	$t_{ж},$ $^{\circ}C$	K_t	$t_{ж},$ $^{\circ}C$	K_t	$t_{ж},$ $^{\circ}C$	K_t
-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		

Значения опытных коэффициентов K_p

Группа нефтепродукта	Конструкция резервуаров	K_p^{\max} или $K_p^{\text{ср}}$	Объем резервуара, $V_p, \text{м}^3$			
			менее 100	от 100 до 700	от 700 до 2000	2000 и более
Режим эксплуатации - «мерник». ССВ - отсутствуют						
А	Наземный вертикальный	K_p^{\max}	0.90	0.87	0.83	0.80
		$K_p^{\text{ср}}$	0.63	0.61	0.58	0.56
	Заглубленный	K_p^{\max}	0.80	0.77	0.73	0.70
		$K_p^{\text{ср}}$	0.56	0.54	0.51	0.50
	Наземный горизонтальный	K_p^{\max}	1.00	0.97	0.93	0.90
		$K_p^{\text{ср}}$	0.70	0.68	0.65	0.63
Б	Наземный вертикальный	K_p^{\max}	0.95	0.92	0.88	0.85
		$K_p^{\text{ср}}$	0.67	0.64	0.62	0.60
	Заглубленный	K_p^{\max}	0.85	0.82	0.78	0.75
		$K_p^{\text{ср}}$	0.60	0.57	0.55	0.53
	Наземный горизонтальный	K_p^{\max}	1.00	0.98	0.96	0.95
		$K_p^{\text{ср}}$	0.70	0.69	0.67	0.67
В	Наземный вертикальный	K_p^{\max}	1.00	0.97	0.93	0.90
		$K_p^{\text{ср}}$	0.70	0.68	0.65	0.63
	Заглубленный	K_p^{\max}	0.90	0.87	0.83	0.80
		$K_p^{\text{ср}}$	0.63	0.61	0.58	0.56
	Наземный горизонтальный	K_p^{\max}	1.00	1.00	1.0	1.00
		$K_p^{\text{ср}}$	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
		$K_p^{\text{ср}}$	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
		$K_p^{\text{ср}}$	0.094	0.087	0.080	0.074
Режим эксплуатации - «буферная емкость»						
А,Б,В	Все типы конструкций	K_p	0.10	0.10	0.10	0.10

Приложение 9
(справочное)Значения коэффициентов 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 менее	1.00	620	1.33	700	1.81
550	1.03	630	1.38	710	1.89
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	-	-

Приложение 10
(обязательное)Значения опытных коэффициентов $K_{об}$

n	100 и более	80-99	60-79	40-59	30-39	менее 30
$K_{об}$	1.35	1.50	1.75	2.00	2.25	2.50

Приложение 11

Компонентный состав растворителей, лаков, красок и т.д. (C_1 , % массовый)

Необходимо использовать данные, приведенные в РНД 211.2.02.05-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов), Астана, 2004

Приложение 12
(обязательное)

Значения концентраций паров нефтепродуктов в резервуаре C_1 , удельных выбросов U_2 , U_3 и опытных коэффициентов $K_{нп}$

Нефтепродукт	Климатическая зона						$K_{нп}$ при t 20 °С
	Средняя			Южная			
	C_1 г/м ³	$U_{оз}$ г/т	$U_{вл}$ г/т	C_1 г/м ³	$U_{оз}$ г/т	$U_{вл}$ г/т	
Бензин автолюб.	972.0	780.0	1100.0	1176.12	967.2	1331.0	1.0
Бензин авиацион.	720.0	480.0	820.0	871.2	595.2	992.2	0.67
БР	344.0	360.0	250.0	430.0	435.6	310.0	0.35
Т-2	306.0	200.0	340.0	370.26	248.0	411.4	0.29
Нефрас	720.0	460.0	780.0	871.2	570.4	943.8	0.66
Уайт-спирит	36.0	22.0	37.0	43.56	27.28	44.77	0.033
Изооткан	277.2	120.0	290.0	335.41	148.8	350.9	0.35
Гептан	223.2	96.0	230.0	270.07	119.04	278.8	0.028
Бензол	367.2	140.0	310.0	444.31	173.6	375.1	0.45
Толуол	126.0	42.0	100.0	152.46	52.08	121.0	0.17
Этилбензол	46.8	13.0	35.0	56.63	16.12	42.35	0.067
Ксилол	39.6	11.0	30.0	47.92	13.64	36.3	0.059
Изопропилбензол	29.64	12.0	20.0	32.23	14.88	24.2	0.040
РТ (кроме Т-2)	6.48	3.4	6.0	7.84	4.22	7.26	0.0054
Сольвент нефтяной	10.08	4.8	8.7	12.2	5.95	10.53	0.0082
Керосин технич.	12.24	5.9	11.0	14.81	7.32	13.31	0.01
Лигроин приборн.	9.0	4.1	7.3	10.89	5.08	8.83	0.0073
Керосин осветит.	8.64	4.4	7.9	10.45	5.46	9.56	0.0071
Дизельное топливо	3.14	1.9	2.6	3.92	2.36	3.15	0.0029
Печное топливо	6.12	2.6	4.8	7.41	3.22	5.81	0.005
Моторное топливо	1.44	1.0	1.0	1.74	1.24	1.24	0.0011
Мазуты	5.4	4.0	4.0	6.53	4.96	4.96	0.0043
Масла	0.324	0.2	0.2	0.39	0.25	0.25	0.00027

Примечание: Значения $U_{оз}$ принимаются равными - $U_{вл}$ для моторного топлива, мазутов и масел.

Приложение 13*(обязательное)*

Количество выделяющихся паров бензинов автомобильных при хранении в
одном резервуаре $G_{хр}$, т/год

V_p , м ³	Вид резервуара					
	Наземный вертикальный средства сокращения выбросов				Заглублен ый	Горизонт альный
	отсутс т.	понтон	пл. крыша	ГОР		
	Средняя климатическая зона					
100 и менее	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 и более	14.80	2.910	1.960	5.180	4.440	-
Южная климатическая зона						
100 и менее	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
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	1.140	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 и более	18.20	3.580	2.410	4.340	5.460	-

Концентрация загрязняющих веществ (% масс.) в парах различных
нефтепродуктов [12]

Наименование нефтепродукта	Углеводороды									
	предельные			Непре- дель- ные (по амиле- нам)	ароматические					сер- ово- дород
	всего	в том числе			всего	в том числе				
		C ₁ -C ₅	C ₆ - C ₁₀			бен- зол	тол- уол	кси- лол	этилб- ензол	
Сырая нефть	99.26	72.46	26.8	-	0.68	0.35	0.22	0.11	-	
Прямогонные бензиновые фракции:										
62-105	93.90	53.19	40.71	-	6.10	5.89	0.21	-	-	-
85-105	98.64	55.79	42.85	-	1.36	0.24	1.12	-	-	-
85-120	97.61	55.21	42.40	-	2.39	0.05	2.34	-	-	-
105-140	95.04	53.75	41.29	-	4.96	-	3.81	1.15	-	-
120-140	95.90	54.33	41.57	-	4.10	-	2.09	2.01	-	-
140-180	99.57	56.41	43.16	-	0.43	-	-	0.43	-	-
нк180	99.45	56.34	43.11	-	0.55	0.27	0.18	0.1	-	-
стабильный катализат	92.84	52.59	40.25	-	7.16	2.52	2.76	1.88	-	-
бензин-рафинат	98.88	56.02	42.86	-	1.12	0.44	0.42	0.26	-	-
крекинг-бензин	74.03	32.00	42.03	25.0	0.97	0.58	0.27	0.12	-	-
уйт-спирит	93.74	11.88	81.86	-	6.26	2.15	3.20	0.91	-	-
низкооктановые бензины (до 90 ¹)	93.85	75.47	18.38	2.5	3.65	2.00	1.45	0.15	0.05	-
высокооктановые бензин (90 и выше ¹)	92.68	67.67	25.01	2.5	4.82	2.30	2.17	0.29	0.06	-
ловушечный продукт	98.31 ²	-	-	-	1.56 ³	-	-	-	-	0.13
керосин	99.84	-	-	-	0.1 ³	-	-	-	-	0.06
дизельное топливо	99.57 ²	-	-	-	0.15 ³	-	-	-	-	0.28
мазут	99.31	-	-	-	0.21 ³	-	-	-	-	0.48

¹ если бензин этилированный, необходимо учитывать тетраэтилсвинец в количестве 0.02% по массе

² расчет выполняется по C₁₂-C₁₉

³ не учитываются в связи с отсутствием ПДК (при необходимости можно условно отнести к углеводородам (C₁₂-C₁₉)).

Концентрации паров нефтепродуктов (C , г/м³) в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров и баков автомашин

Нефтепродукт	Вид выброс а*	Конструкция резервуара		Бак а/м С _б , г/м ³
		наземный С _р , г/м ³	заглубленный С _р , г/м ³	
Средняя климатическая зона				
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
Южная климатическая зона				
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

* макс - максимальный выброс;

оз - выброс в осенне-зимний период;

вл - выброс в весенне-летний период

Приложение 16
(справочное)

Давление насыщенных паров углеводородов, Па

Углеводороды									
t, °C	н- буга н	н- пент ан	н- гекс ан	н- гепт ан	н- окта н	н- нона н	н- дека н	буге н-2	пент ен-2
-30	44800	5098	956	174	31.5	7.5	-	22600	4860
-20	45500	9021	1587	386	78.9	17.9	-	36900	9690
-10	700000	15260	3480	789	179.6	49.8	8.6	57800	14700
0	-	24400	6110	1512	380.4	114.0	22.9	87100	23800
10	-	37750	10450	2737	748.8	234.5	54.4	-	37000
20	-	56410	17600	4712	1391. 0	461.0	119.7	-	55400
25	-	68160	20350	6079	1859	633.0	174.5	-	67300
30	-	81770	25200	7763	2454	857.0	244.7	-	80750
m ₁	58.12	72.15	86.18	100.20	114.23	128.25	142.29	56.08	70.13
K _{i/5} для C _i , % об.	0.4028	1.000	1.9908	4.3399	9.3131	17.7755	32.869	0.3998	1.0000
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 17
(обязательное)

Условное разделение территории РК на климатические зоны

Зона	Области Республики Казахстан
Южная (третья)	Алмаатинская, Жамбылская, Кзыл-Ординская, Южно-Казахстанская, Атырауская, Мангистауская, южная часть Карагандинской (ранее Жезказганская)
Средняя (вторая)	Остальные области страны

Сведения об основных мероприятиях по снижению выбросов

Мероприятие	Средний % снижения потерь
установка дисков-отражателей (особенно эффективна на резервуарах с большой оборачиваемостью нефтепродуктов)	20
налив железнодорожных и автоцистерн под слой нефтепродукта, а не подающей струей	50
обвязка дыхательной арматуры резервуаров газосборниками	60 (при совпадении операций слива-налива)
установка газовозвратной системы («закольцовка паров бензина во время слива из транспортной цистерны»)	60

Эффективность иных мероприятий по снижению выбросов необходимо подтверждать инструментальными замерами или данными проектной документации.

В последнее время в Казахстане устанавливаются резервуары для хранения нефтепродуктов, оснащенные современными средствами снижения выбросов вредных веществ в атмосферу, эффективность которых может достигать 99%. Это возможно за счет оснащения резервуаров двойной плавающей крышей с плотной посадкой.

При заправке автомобилей на АЗС может быть предусмотрен принудительный отсос паровой фазы из топливного бака с помощью вакуумной системы улавливания и сброс ее в резервуары по специальному трубопроводу рециркуляции, что практически исключает выбросы в атмосферу.

Документ переработан
**ТОО «Республиканский
научно-исследовательский Центр
охраны атмосферного воздуха»**



Для контактов:

642000, Республика Казахстан, Северо-Казахстанская область г.

Петропавловск, ул. Пушкина 86, корпус №4, каб. 308

тел/факс: (3152) 46-50-70, GSM 8-333-228-63-69

e-mail: Eco-SKGU@mail.ru

Ключевые слова: экологическое нормирование, предельно-допустимый выброс, удельный выброс, резервуар, углеводороды, склад ГСМ, нефтебаза
