МИНИСТЕРСТВО
ХИМИЧЕСКОЙ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

ПО РАСЧЕТУ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ

(РД-17-89)

Москва 1989

gost.e-ecolog.ru

УДК 614 7/ 66

РАЗРАБОТАНЫ

Всесоюзным научно-исследовательским институтом углеводородного сырья (ВНИИУС)

Директор института И Х Садыков

Казанским пуско-наладочным управлением ИПТ "Оргнефтехимзаводы"

Начальник С А Калинин

Руководители темы:

зав отделом охраны окружающей среды ВНИИУС, к т н , с н с В С Моряков

зав.лабораторией экологических исследований и рекуперации газовых выбросов ВНИИУС, к э н Р М Кавиев

Исполнители

от ВНИИУС: м.н с. Садачева Л В , вед инженер Ехидина М П , ст инженер Бочкова [illegible] , инженер Давыдова К Г , инженеры [illegible] Л Г , Курамшина С А , Семенова Л А , м н с Дорошко Э И , и о с н с. Токарева Р В , техник Игнатьева Е Г

от КПНУ ИПТ "Оргнефтехимзаводы" начальники служб Ярмухаметов А С , Хасанов Ф [illegible] , О Л Татарников Л Я Рувинский, начальники участков Мухаметшин Р Ф Камалетдинов М М , Уразаев Р [illegible]

СОГЛАСОВАНЫ: ВНИИЦ "Экология" - письмо от 21.09.89 № 481/33, заведующий отделом контроля атмосферы.

Главным управлением научно-технического прогресса и экологических нормативов Госкомприроды СССР - письмо от 26.12.89г. № 09-2-8/1994.

Начальник Главного управления научно-технического прогресса и экологических нормативов, член коллегии Госкомприроды СССР Аковецкий В.И.

УТВЕРЖДЕНЫ: Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР - 29.12.89г., заместитель начальника отдела Экологии Загвоздкин В.К.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

1. Общие положения 5
2. Расчетные методики определения выбросов вредных веществ в атмосферу от основных источников нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств 6
2.1. Резервуарные парки 8
2.1.1. Резервуары с нефтью, легкими нефтепродуктами и ароматическими углеводородами 8
2.1.2. Резервуары с керосинами, дизельным топливом, мазутами, лигроином, маслами и присадками 15
2.2. Транспортные емкости 18
2.2.1. Транспортные емкости с нефтью и легкими углеводородами 19
2.2.2. Транспортные емкости с тяжелыми нефтепродуктами . . 24
2.3. Очистные сооружения 27
2.4. Блоки оборотного водоснабжения 32
2.5. Дымовые трубы 34
2.6. Вакуумсоздающие системы установок АВТ 34
2.7. Газомоторные компрессоры 37
2.8. Отдув нефтяных газов и воздуха 39
2.9. Регенераторы катализатора технологических установок . . 40
2.10. Свечи и воздушки 41
2.11. Производственные помещения 45
2.12. Печи дожига газов окисления битумных установок 46
2.13. Неорганизованные выбросы технологических установок. . . 49
2.14. Автомобильный транспорт 54
3. Определение максимальных выбросов вредных веществ 57
4. Определение валовых выбросов вредных веществ в атмосферу. 59
Список [illegible] источников 60

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Целью настоящей работы является совершенствование расчетных методик определения выбросов вредных веществ в атмосферу от источников предприятий нефтепереработки и нефтехимии.

I.2. Наличие расчетных методик определения валовых выбросов позволит существенно повысить достоверность инвентаризации промышленных выбросов при проведении работ по нормированию выбросов вредных веществ в атмосферу для действующих предприятий и более обоснованно распределить материальные средства, выделяемые на охрану окружающей среды от загрязнения промышленными выбросами.

I.3. Методики, вошедшие в сборник, получены на основании обработки большого количества данных натурных замеров выбросов от источников I6 наиболее крупных предприятий отрасли /I-I6/. Авторами была оценена погрешность применяемых ранее расчетных методик определения выбросов, выбраны наиболее точные и простые методики и разработаны новые. Кроме того была сделана попытка унифицировать отраслевые расчетные методики на единой методологической основе.

I.4. В настоящем сборнике даны рекомендации по определению максимальных выбросов вредных веществ в атмосферу (г/с) и валовых выбросов (т/год) для проведения работ по нормированию выбросов.

I.5. Методические указания предназначены для промышленных предприятий и организаций МНХП СССР с целью оказания практической помощи работникам служб, занимающихся вопросами охраны атмосферы на предприятиях отрасли.

2. РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ОТ ОСНОВНЫХ ИСТОЧНИКОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ

2.I. Резервуарные парки

2.I.I. Резервуары с нефтью, легкими нефтепродуктами и ароматическими углеводородами /I7/

2.I.I.I. Расчет выбросов углеводородов (суммарно)

Годовые потери углеводородов из индивидуального резервуара или группы одноцелевых резервуаров определяются суммированием квартальных потерь, которые рассчитываются по формуле:

$$П^{нб}_{рез} = V^{i}_{нб} \cdot \frac{P^{гп}_{нас}}{P^{гп}_{атм}} \cdot \rho^{гп}_{ф} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot 10^{-3} \cdot т \qquad (2.I.I.)$$

где: $V^{i}_{нб}$ – объем нефтепродукта, поступающего в резервуар или в группу одноцелевых резервуаров за соответствующий квартал, $м^3$;

$P^{гп}_{нас}$ – давление насыщенных паров углеводородов в газовом пространстве резервуара при среднеквартальной температуре газового пространства резервуара, мм.рт.ст;

$P^{гп}_{атм}$ – среднее барометрическое давление в газовом пространстве резервуаров (оно приблизительно равно атмосферному давлению), мм.рт.ст,

$\rho^{гп}_{ф}$ – средняя плотность паров нефтепродуктов в газовом пространстве резервуара при среднеквартальной температуре газового пространства, $кг/м^3$;

K_I – опытный коэффициент, характеризующий удельные потери углеводородов с учетом среднеквартальной оборачиваемости резервуаров (рис.2.I.I.);

K_2 – коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь от испарения и режим эксплуатации резервуара (табл.2.I.I.);

Графики зависимости коэффициента K_1 от среднеквартальной оборачиваемости резервуаров

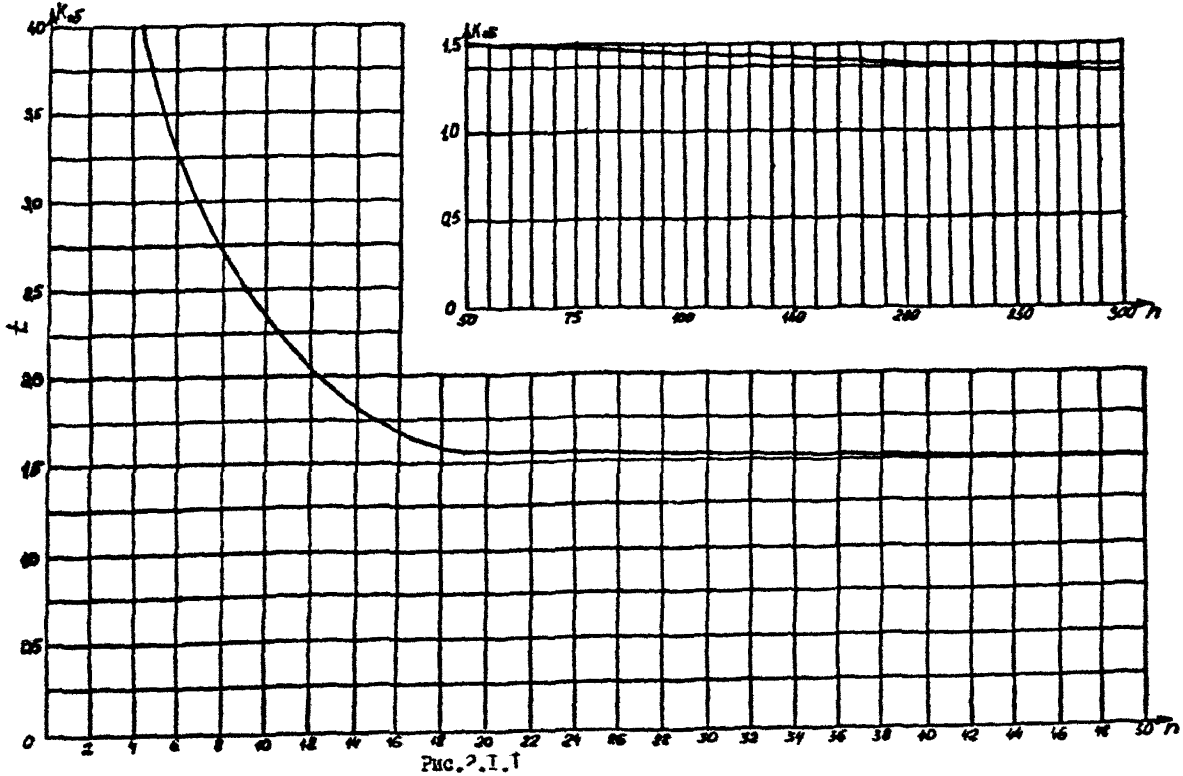


Рис. 2.I.1

K_3 – коэффициент, учитывающий влияние климатических условий на испарение (табл.2,I.2.).

Среднеквартальная оборачиваемость равна:

$$n = \frac{V^{i}_{нб}}{V_{рез}} \qquad (2.I.2.)$$

где: $V_{рез}$ – объем резервуара или группы однотипных резервуаров, $м^3$;

Значения среднеквартальной температуры газового пространства резервуара $t^{гп}_{ф}$, необходимой для определения давления насыщенных паров $P_{нас}$ принимается: для I и IУ кварталов

$$t^{гп}_{ф} = \frac{t_н + t_в}{2}, \ ^{\circ}C \qquad (2.I.3.)$$

для II и III кварталов

$$t^{гп}_{ф} = 0{,}7 t_н + 0{,}3 t_в, \ ^{\circ}C \qquad (2.I.4.)$$

где: $t_н$ – среднеквартальная температура нефтепродукта в резервуаре, $^{\circ}C$,

$t_в$ – среднеквартальная температура атмосферного воздуха, $^{\circ}C$.

Давление насыщенных паров нефтепродуктов (ДНП) принимается по данным ЦЗЛ предприятий, которые проводят периодическое определение давления насыщенных паров нефтепродуктов по ГОСТ 1756-52 (бомба Рейда) для аттестации товарных нефтепродуктов. По графику $P^{гп}_{нас} = f(t)$ (рис.2.I.2.) находим значения ДНП ($P^{нас}_{при\ 38^{\circ}}$) приводятся к среднеквартальной температуре газового пространства.

Плотность паров углеводородов определяется по формуле.

$$\rho^{гп}_{ф} = \frac{M}{22{,}4} \cdot \frac{P^{гп}_{абс}}{P_0} \cdot \frac{T_c}{T_c + t^{гп}_{ф}}, \ кг/м^3 \qquad (2.I.5.)$$

где M – молекулярный вес паров нефтепродукта,

P_0 – 760 мм.рт.ст.

График $P^{гл}_{мос} = f(t)$

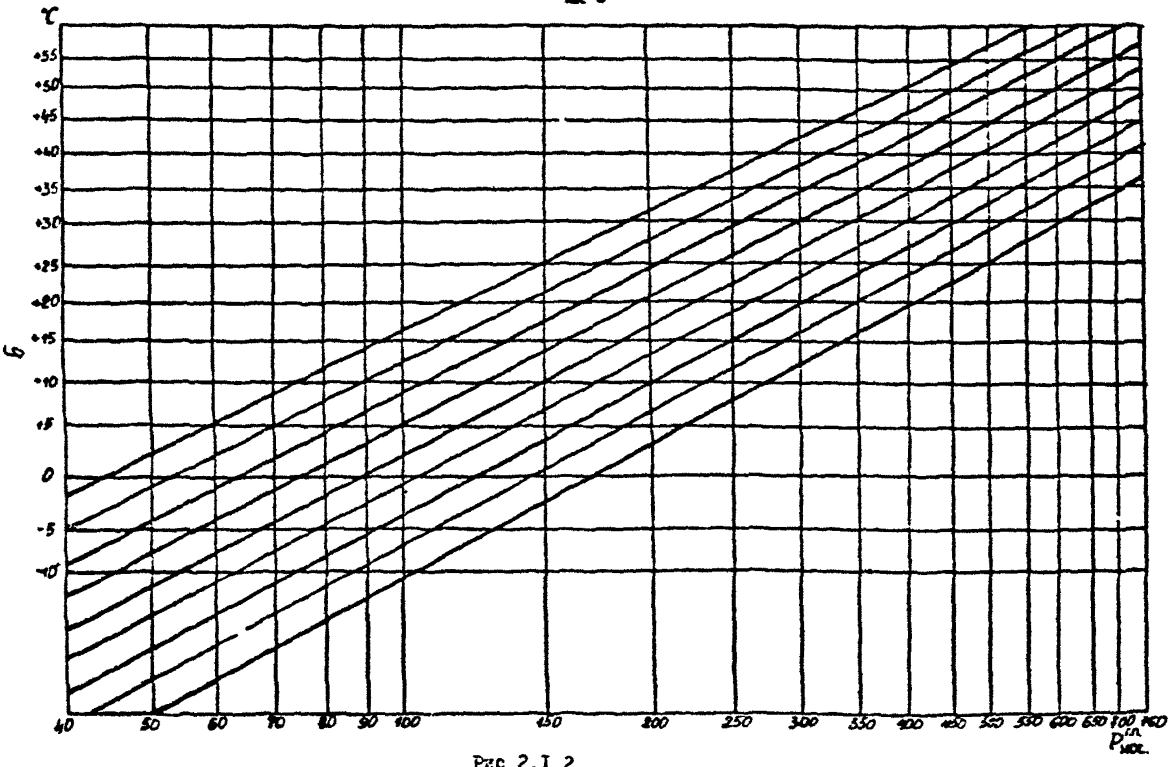


Рис.2.1.2.

$T = 273^{\circ}K$

Молекулярный вес определяется по формулам:

паров бензиновых фракций:

$$M = 60 + 0,3\ (t_{нк} - 30) + 0,001\ (t_{нк} - 30)^2 \qquad (2.1.6.)$$

паров нефти и нефтепродуктов:

$$M = 45 + 0,6 \cdot t_{нк} \qquad (2.1.7.)$$

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

2.1.1.2. Определение выбросов индивидуальных веществ и групп углеводородов

Выбросы в атмосферу из резервуаров предельных, непредельных, ароматических углеводородов рассчитываются по формуле:

$$П^{i} = П_{ул}^{(пр,нп)} \cdot C_i \cdot 10^{-2} \qquad (2.1.8.)$$

где: $П_{ул}^{пр}$ – годовые потери углеводородов из резервуаров, т/г;

C_i – весовая концентрация паров индивидуальных веществ или предельных, непредельных и ароматических углеводородов, % масс., принимается по таблице 2.1.4.

2.1.1.3. Определение выбросов сероводорода

Поскольку для очистки светлых нефтепродуктов от сернистых соединений используются защелачивание и гидроочистка, выбросы сероводорода из резервуаров с бензинами практически будут отсутствовать.

Выбросы сероводорода из резервуаров с нефтью (т/г) рассчитываются по формуле

$$П_{H_2S} = 0,08 \cdot П_{у/в}^{год} \cdot 10^{-2} \qquad (2.1.9.)$$

где: 0,08 – весовая концентрация паров сероводорода в газовом пространстве резервуара, % масс.

Пример. Рассчитать выбросы углеводородов в атмосферу за I квартал от 5 наземных металлических резервуаров, из

которых 3 не оснащены техническими средствами снижения потерь, а 2 резервуара оснащены понтонами. Емкость каждого резервуара 10000 м^3. В резервуары за I квартал поступило 500000 м^3 бензина. Среднеквартальная температура бензина в резервуаре +20^{0}С, а атмосферного воздуха - 10^{0}С. Температура начала кипения бензина +52^{0}С; давление насыщенных паров, определенное на бомбе Рейда при 38^{0}С составляет 525мм.рт.ст. Среднеквартальное барометрическое давление в газовом пространстве 750 мм.рт.ст.

Определяем среднеквартальную температуру газового пространства резервуаров по формуле 2.I.3.

$$t_{ср}^{гп} = \frac{+20 + (-10)}{2} = 5^0С$$

Давление насыщенных паров бензина при $t_{ср}^{гп} = 5^0$С определяем по графику $P_{нас}^{гп} = f(t)$ и получаем $P_{нас}^{гп} = 130$ мм.рт.ст. (см.пример рис.2.I.2.). Молекулярный вес паров бензина определяем по формуле 2.I.6.

$$M = 60 + 0,3\ (52-30) + 0,001\ (52-30)^2 = 67,1$$

Плотность паров бензина при среднеквартальной температуре газового пространства резервуаров и среднем барометрическом давлении составит (формула 2.I.5.):

$$\rho_{ср}^{гп} = \frac{67,1}{22,4} \cdot \frac{750}{760} \cdot \frac{273}{5+273} = 2,9\ кг/м^3$$

Среднеквартальная оборачиваемость резервуаров определяется по формуле 2.I.2.:

$$n = \frac{500000}{10000 \cdot 5} = 10$$

Коэффициент K_I находим по графику (рис.2.I.I.). $K_I = 2,35$

Коэффициент K_2 принимается по таблице 2.I.I.

Для резервуаров не оснащенных техническими средствами сокращения потерь $K_2 = I$, а для резервуаров с понтонами $K_2 = 0,2$; тогда K_2ср для данной группы резервуаров равно:

$$K_{2ср} = \frac{1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2}{5} = 0,68$$

Для I квартала K_3 = I (табл.2.I.2.).

Выбросы углеводородов в атмосферу за I квартал составят

$$П_{роз}^{кв.} = 500000 \cdot \frac{130}{750} \cdot 2,9 \cdot 2,35 \cdot 0,68 \cdot 1 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 401,6 \text{ т}$$

Таблица 2.I.I.

Значения коэффициента K_2

Эксплуатация резервуара	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 и снижения потерь	включенные в газоуравнительную систему
Резервуар эксплуатируется как "дыщик"	I	0,2	0,2	0,8	0,I
То же, но с открытыми люками или снятыми дыхательными клапанами	I,I	0,25	I,I	0,9	0,9
Резервуар эксплуатируется как "буферная емкость"	0,I	0,05	0,05	0,I5	-
То же, но с открытыми люками или со снятыми дыхательными клапанами	0,I5	0,07	0,2	0,2	-

Таблица 2.I.2.

Значения коэффициента K_3

Квартал	Климатическая зона			
	северная	средняя	южная	Средняя Азия
I	2	3	4	5
II,III	I	I,I4	I,1	I,72

продолжение табл.2.I.2.

I	2	3	4	5
I, IУ	I	I	I	I

Для индивидуальных ароматических углеводородов для всех кварталов и климатических зон K_3 = I.

Таблица 2.I.3.

Давление насыщенных паров органических соединений в зависимости от температуры

$\lg P = A - \frac{B}{T}$ / I /

$\lg P = A - \frac{B}{t+C}$ / 2 /

P - давление насыщенного пара, мм.рт.ст;

T - абсолютная температура

t - температура, °C

Наименование продукта	Формула	Уравнение	Температурный интервал, в котором уравнение сохраняет свою справедливость, °C от	до	A	B	C
I	2	3	4	5	6	7	8
Метанол	CH_4O	I	-7	50	8,9547	2049,2	-
Метилэтилкетон	C_4H_8O	1	-I0	50	7,764	I725,0	-
Пентан	C_5H_{I2}	2	-10	50	6,87372	I075,82	233,36
Гексан	C_6H_{I4}	2	-10	68	6,87776	II7I,53	224,37
Бензол	C_6H_6	2	-10	5,5	6,48898	902,28	I78,I
		2	5,5	I60	6,9I2I0	I2I4,64	22I,2
Фенол	C_6H_6O	2	0	40	II,563[illegible]	3586,36	273,0
		2	4I	93	7,[illegible]6819	20II,4	222,0
Толуол	C_7H_8	I	-92	I5	8,33	2047,3	-
		2	20	200	6,95334	I343,94	219,38
Этилбензол	C_8H_{I0}	2	20	45	7,32525	I628,0	230,7
			45	I90	6,95719	I424,26	213,2I

продолжение табл.2.I.3.

I	2	3	4	5	6	7	8
о-Ксилол	C_8H_{10}	2	25	50	7,3[illegible]638	I67I,8	23I,0
м-Ксилол	C_8H_{10}	2	25	45	7,36810	I658,23	232,3
		2	45	I95	7,00908	I462,27	2I5,II
п-Ксилол	C_8H_{10}	2	25	45	7,32611	I635,74	23I,4
		2	45	I90	6,99052	I45[illegible]	2I5,3I

Таблица 2.I.4.

Концентрация индивидуальных веществ и групп углеводородов в парах различных нефтепродуктов

Наименование нефтепродукта	Концентрация компонента С, % масс.					
	углеводороды					
	предельные	непредельные	ароматические	бензол	толуол	ксилолы
I	2	3	4	5	6	7
Сырая нефть	99,22	-	0,78	0,55	0,2202	0,I048
Прямогонные бензиновые фракции						
62 + 86	99,05	-	0,95	0,55	0,4	-
62 + I05	93,9	-	6,I	5,69	0,2I	-
85 + I05	98,64	-	I,36	0,24	I,I2	-
85 + I20	97,6I	-	2,39	0,05	2,34	-
85 + I80	99,25	-	0,75	0,I5	0,35	0,25
I05 + I40	95,04	-	4,96	-	3,8I	I,I5
I20 + I40	95,9	-	4,I	-	2,09	2,0I
I40 + I80	99,57	-	0,43	-	-	0,43
НК + I80	99,45	-	0,55	0,27	0,I8	0,I
Стабильный катализат	9 0[illegible]	-	9,2	2,94	4,49	I,78
Бензин-риформат	96,88	-	I,I2	0,44	0,42	0,26
Крекинг-бензин	71,03	28,0	0,9[illegible]	0,58	0,27	0,I2

продолжение табл.2.I.4.

I	2	3	4	5	6	7
Бензин-платформат	60,38	-	39,62	23,61	I3,5	2,5I
Уайт-спирит	93,74	-	6,26	2,35	3,0	0,9I
А-72, А-76	96,83	-	3,I7	I,86	I,I4	0,I7
АИ-93, АИ-98	95,85	-	4,I5	2,I6	I,76	0,23

2.I.2. Резервуары с керосинами, дизельным топливом, мазутами, маслами и присадками /I8/

2.I.2.I. Расчет выбросов углеводородов (суммарно)

Потери углеводородов от испарения из резервуаров с данными нефтепродуктами определяются суммированием потерь за 6 наиболее теплых и 6 наиболее холодных месяцев года, которые рассчитываются по формуле

$$П_{рез}^{т(х)} = V^{т(х)} \cdot C_в^{т(х)} \cdot K_I \cdot K_2 \cdot 10^{-6}, \text{ т} \quad (2.I.9.)$$

где: $V^{т(х)}$ – объем нефтепродукта, поступающего в резервуар или в группу одноцелевых резервуаров в течение теплого (холодного) периода года, $м^3$;

$C_в^{т(х)}$ – весовая концентрация насыщенных паров при средней температуре газового пространства резервуаров за соответствующий период года, $г/м^3$ (рис.2.I.3.).

Средняя температура газового пространства резервуаров, значения коэффициентов K_2 определяются также, как для резервуаров с нефтью и бензинами (см.табл.2.I.I.). Значения коэффициента K_I определяются по рис.2.I.4.

$$П_{рез}^{год} = П_{рез}^{т} + П_{рез}^{х}$$

2.I.2.2. Расчет выбросов индивидуальных веществ и групп углеводородов

Парогазовая смесь, вытесняемая из резервуаров с высококипя-

График зависимости коэффициента η_1 от среднемесячной обеспеченности резервуаров

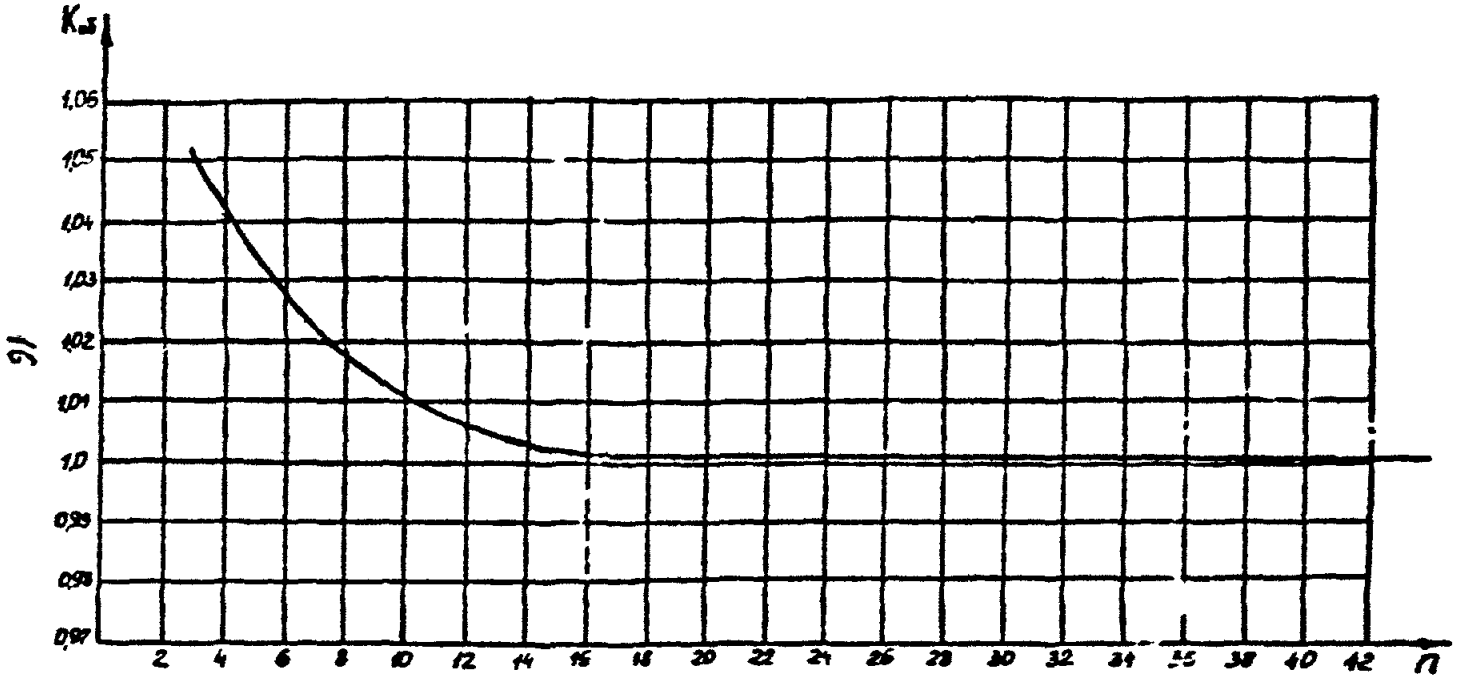
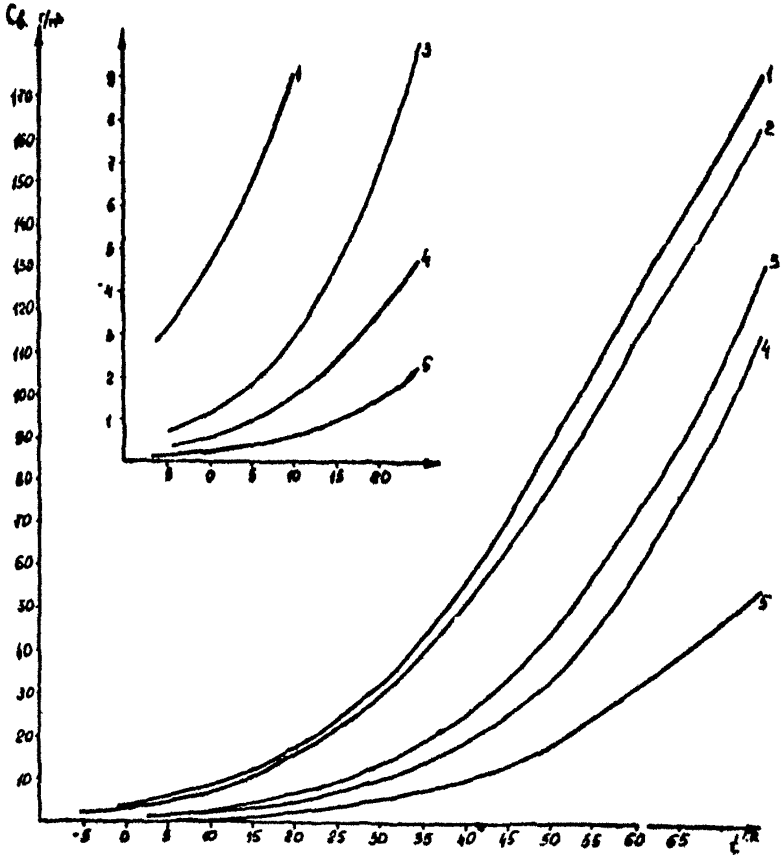


Рис.2.1.4.

Весовые концентрации насыщенных паров для различных нефтепродуктов



I – керосин, 2 – лигроин, 3 – дизельное топливо, 4 – мазут, 5 – масла, присадки

Рис.2.I.3.

ными нефтепродуктами практически на 100% состоит из предельных углеводородов.

Поскольку керосины, лигроины, дизельные топлива подвергаются сероочистке (гидроочистка, защелачивание) выбросы сероводорода из резервуаров с данными нефтепродуктами будут отсутствовать.

Отсутствуют выбросы сероводорода от резервуаров с мазутами, маслами и присадками, так как сероводород в тяжелых фракциях не содержится.

Пример. Определить выбросы углеводородов от резервуаров с мазутом за теплый период года. За теплый период в резервуарный парк поступило 100000 м³ мазута, суммарный объем резервуаров 3600 м³. Средняя температура мазута за теплый период +52°С, средняя температура воздуха за теплый период +18°С.

Определим температуру газового пространства резервуаров по формуле 2.1.4.:

$$t_{ср}^{тп} = 0,7 \cdot 52 + 0,3 \cdot 18 = 41,8^{\circ}C$$

Для мазутов по рис.2.1.3. найдем весовую концентрацию насыщенных паров при $t_{ср}^{тп} = 41,8^{\circ}C$

$$C_{п}^{т} = 60 \text{ г/м}^3$$

Оборачиваемость резервуаров за шесть наиболее теплых месяцев года (II и III кварталы):

$$n = \frac{100000}{3600} = 27,8$$

Коэффициент при $n = 55,6$ $K_1 = 1,003$ (рис.2.1.4.). Поскольку резервуары эксплуатируются как "мерники" и не имеют технических средств сокращения потерь, $K_2 = 1$.

$$П_{роз}^{т} = 100000 \cdot 60 \cdot 1,003 \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 6,02 \text{ т}$$

2.2. Транспортные емкости / 17 /

За основу принята методика определения потерь при наливе

в железнодорожные, автомобильные цистерны и металлические бочки, подготовленные к наливу в соответствии с требованиями "Правил перевозки грузов МПС СССР". Методика позволяет рассчитывать потери нефти и нефтепродуктов с паспортными значениями давления насыщенных паров и выше 500 мм.рт.ст. при следующих способах налива:

- налив сверху открытой струей или полуоткрытой струей (конец наливного патрубка находится в котле емкости соответственно на I/4 и I/2 высоты (диаметра) от верхней образующейся котла емкости);

- налив снизу через сливной прибор или сливной патрубок; при этом налив может производиться при атмосферном или избыточном давлении (рабочем давлении дыхательного клапана) в газовом пространстве наливаемой емкости.

2.2.I. Транспортные емкости с нефтью и легкими нефтепродуктами

Потери нефти и светлых нефтепродуктов (т) от испарений при наливе в транспортные емкости рассчитываются по формуле:

$$П = K_н \cdot K_р \cdot V_н \cdot \frac{P_{нас}}{P_0} \cdot \rho_н \cdot \frac{P_0}{P_0 + t_н} \cdot 10^{-3} = \quad (2.2.I.)$$

$$K_н \cdot K_р \cdot V_н \cdot \frac{P_{нас}}{P_0} \cdot \rho_0 \cdot \frac{T_0}{T_0 + t_н} \cdot 10^{-3}$$

где: П – потери нефти или нефтепродукта за определенный период времени (квартал, год);

$V_н$ – объем наливаемого нефтепродукта ($м^3$) за определенный период времени (квартал, год);

$P_{нас}$ – давление насыщенных паров при средней за расчетный период температуре наливаемого нефтепродукта, мм.рт.ст;

P_0 – атмосферное давление, мм.рт.ст., можно принять равным P_0 = 760 мм.рт.ст;

$t_н$ – средняя за расчетный период температура наливаемого нефтепродукта, °С;

T_0 – 273°С;

ρ_0 – плотность паров нефтепродукта при температуре Тн, кг/м³;

Кн – коэффициент, корректирующий зависимость величины потерь от продолжительности и условий налива;

Кр – коэффициент, характеризующий зависимость величины потерь от давления в газовом пространстве емкости при наливе.

Значения коэффициентов Кн и Кр приведены на рис.2.2.1. и 2.2.2.

Давление насыщенных паров $P_{нас}$ наливаемого нефтепродукта определяется:

– для бензинов по графику на рис.2.1.2. по известной паспортной величине давления насыщенных паров при 38°С (ГОСТ 1756–52) и температуре наливаемого продукта;

– для нефтей $P_{з(38)}$ принимается по справочным данным "Нефти СССР", данным ЦЗЛ, либо по графику на рис.2.1.2. по известной температуре наливаемой нефти.

Плотность паров нефти и нефтепродуктов определяется расчетным путем или по графику на рис.2.2.3. по известным $\frac{t}{t_к}$ и $\frac{P_0}{P_н}$.

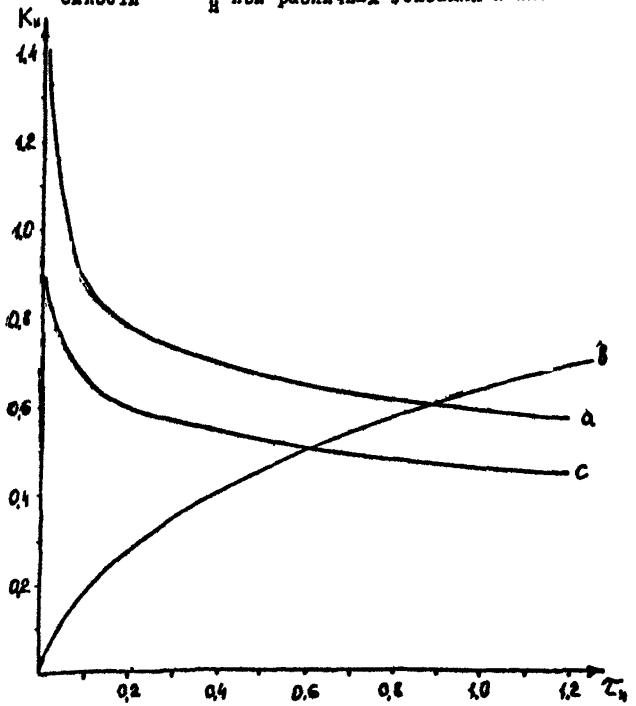
Пример. Рассчитать годовые потери автобензина от испарения при наливе в железнодорожные цистерны 600000 т продукта. Цистерна с объемом котла $V_ц$=60 м³, тип 25, высота Н = 2,8 м. Налив производится устройством системы АСН-14 без газовой обвязки производительностью q =200 м³/час. Налив сверху. Длина наливного патрубка 1,5 м. Избыточное давление в газовом пространстве в процессе налива Р = 380 мм.рт.ст.

Характеристика наливаемого продукта:

– бензин автомобильный А-72;

– давление насыщенных паров при 38°С $P_{з(38)}$ =450 мм.рт.ст;

Зависимость коэффициента K от времени заполнения емкости – $\tau_н$ при различных условиях налива



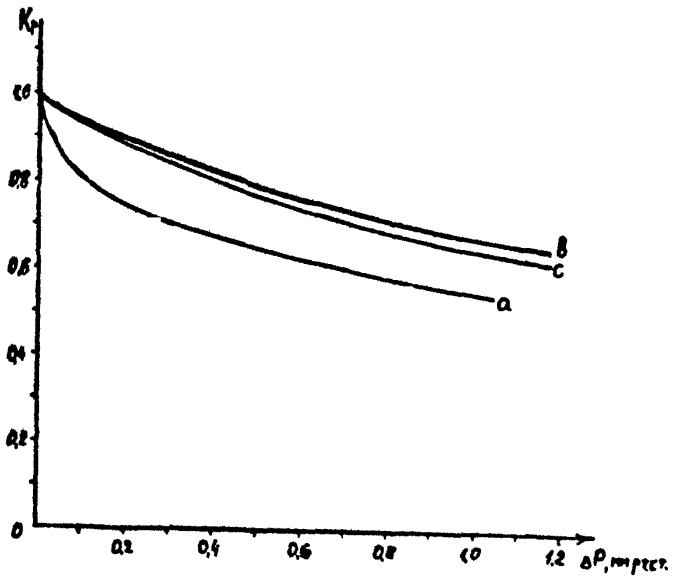
а – налив сверху открытой струей

в – налив сверху или снизу закрытой струей (при высоте (диаметре) емкости H Тм значение $K_н$ необходимо умножить на $\frac{I}{H}$)

с – налив сверху полуоткрытой струей

Рис.2.2.1

Зависимость коэффициента K_p от избыточного давления P при различных условиях налива



а – налив сверху открытой струей
в – налив снизу или сбоку закрытой струей
с – налив сбоку полузакрытой струей

Рис. 2.2.2.

Температура начала кипения, ^{o}C

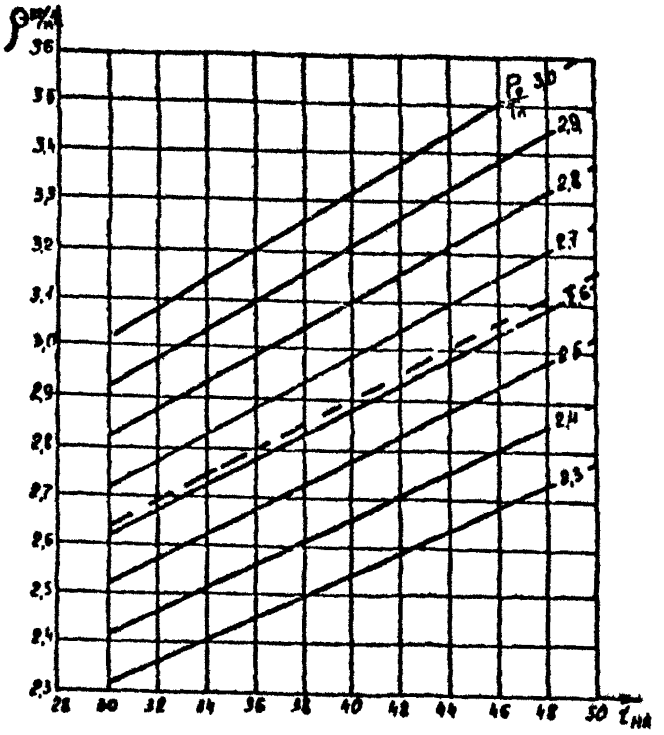


Рис. 2.2.5.

- температура начала кипения $t_{нк}$ = 40°С;
- средняя температура наливаемого бензина $t_н$ = 15°С;
- плотность бензина ρ = 0,732 т/м³.

Продолжительность налива $\tau = \frac{V_ц}{q} = \frac{60}{200} = 0,3$ часа.

По рис.2.2.1. и 2.2.2. определяем Кн и Кр для условий налива сверху полуоткрытой струей: Кн = 0,57; Кр=0,78.

По рис.2.1.2. определяем давление насыщенных паров бензина $P_{нас}$ = 180 мм.рт.ст.

Потери бензина составят.

$$П = 0,57 \cdot 0,78 \frac{600000}{0,732} \cdot \frac{180}{760} \cdot \frac{273}{273+15} \cdot 2,9 \cdot 10^{-3} =$$
$$= 237,27 \text{ т/г.}$$

2.2.2. Транспортные емкости с тяжелыми нефтепродуктами

Определение потерь при наливе в железнодорожные, автомобильные цистерны керосина, дизтоплива, мазута производится по формуле 2.1.9. (см.разд.2.1.2.).

2.3. Очистные сооружения

2.3.1. Расчет выбросов вредных веществ (суммарно)

2.3.1.1. Нефтеловушки

Количество выбросов вредных веществ в атмосферу от нефтеловушек I и II систем очистных сооружений и от нефтеловушек сернисто-щелочных стоков (СЩС) (кг/ч) рассчитывается по уравнению:

$$П_i^{ум} = F_i \cdot q_i^{ум} \cdot K_1 \cdot K_2 \qquad (2.3.1.)$$

где: F – площадь поверхности жидкости нефтеловушек i-ой системы, м²;

$q_i^{ум}$ – удельные выбросы вредных веществ (суммарно) с поверхности нефтеловушки i-ой системы, кг/ч·м², принимаются по таблице 2.3.1.;

K_1 – коэффициент, учитывающий степень укрытия открытых

поверхностей шифером или другим материалом, принимается по таблице 2.3.2.;

K_2 - коэффициент, учитывающий степень укрытия нефтеловушек с боков;

K_2=I - если объект открыт с боков;

K_2=0,7 - если объект с боков закрыт.

2.3.I.2. Прочие объекты механической очистки

Количество выбросов вредных веществ от песколовок, прудов, шламонакопителей (кг/ч) рассчитывается по уравнению

$$П_i^{опр} = F_i \cdot q_i^{ин} \cdot K_1 \cdot K_3 \qquad (2.3.2.)$$

где $П_i^{опр}$ - валовый выброс от i-го объекта очистных сооружений, кг/ч;

$q_i^{ин}$ - удельные выбросы вредных веществ (суммарно) от нефтеловушки соответствующей системы, кг/ч·м^2, принимается по таблице 2.3.I;

F_i - площадь i-го объекта соответствующей системы, м^2;

K_3 - коэффициент, учитывающий характер объекта очистных сооружений, принимается по таблице 2.3.3.

2.3.I.3. Объекты биологической очистки

Количество выбросов от всех объектов биологической очистки сточных вод следует принять равными:

углеводороды (суммарно)	- 3,8%
сероводород	- 0,II%
ф е н о л ы	- 0,02I%

от существующих выбросов объектов механической очистки.

2.3.2. Расчет выбросов индивидуальных веществ и групп углеводородов

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу по компонентам (кг/ч) с объектов очистных сооружений проводится по уравнению:

$$П_j = П_i^{\text{вне(нп)}} \cdot c_j \cdot 10^{-2} \qquad (2.3.3.)$$

где $П_i^{\text{вне(нп)}}$ – выбросы вредных веществ в атмосферу с i-го объекта, кг/ч;

c_j – весовая концентрация j-го компонента в парах нефтепродукта с i-го объекта, % масс, принимается по таблице 2.3.4.

П р и м е р. Определить выбросы углеводородов (суммарно) с нефтеловушек I системы канализации. Поверхность нефтеловушки на 60% перекрыты шифером, с боков открыты, общая площадь их – 2160 м^2.

По табл.2.3.I. $q_1^{нп} = 0{,}104$ кг/ч·м^2

По табл.2.3.2. $K_I = 0{,}63$

$П_I^{нп} = 2160 \cdot 0{,}104 \cdot 0{,}63 = 141{,}5$ кг/ч

По табл.2.3.4. $C_{у/в} = 98{,}86\%$ масс.

$П_{у/в} = 141{,}5 \cdot 98{,}86 \cdot 10^{-2} = 139{,}9$ кг/ч

Таблица 2.3.I.

Удельные выбросы вредных веществ (суммарно) от нефтеловушек

Объект	кг/ч·м^2		
	I система	II система	СЩС
Нефтеловушка	0,104	0,140	0,167

Таблица 2.3.2.

Значение коэффициента K_I в зависимости от процента укрытия поверхностей шифером или другим материалом

% укрытия	K_I	% укрытия	K_I	% укрытия	K_I	% укрытия	K_I	% укрытия	K_I
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
0	I,00	25	0,88	45	0,76	65	0,59	85	0,4
I0	0,96	30	0,85	50	0,72	70	0,54	90	0,36
I5	0,94	35	0,82	55	0,66	75	0,50	95	0,28

продолжение табл.2.3.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	0,91	40	0,79	60	0,63	80	0,45	100	0,21

Таблица 2.3.3.

Значения коэффициента K_3 для объектов механической очистки

	Значения коэффициента K_3	
	I система	II система
Песколовка, ливнесброс	4,55	3,51
Пруды дополнительного отстоя	0,24	0,31
Песчаные фильтры	0,05	0,13
АКС	1,21	
Аварийные амбары	0,23	0,35
Шламонакопители	0,11	0,11

2.4. Блоки оборотного водоснабжения

2.4.1. Расчет выбросов вредных веществ (суммарно)

2.4.1.1. Нефтеотделители

Потери вредных веществ в атмосферу с поверхности нефтеотделителей 1,2,3 и 4 систем оборотного водоснабжения (кг/ч) рассчитываются по формуле:

$$П_i^{нп} = F_i \cdot q_i^{нп} \cdot K_1 \cdot K_2 \qquad (2.4.1.)$$

где F_i – площадь поверхности жидкости нефтеотделителей i-ой системы, $м^2$;

$q_i^{нп}$ – удельные выбросы вредных веществ (суммарно) с поверхности нефтеотделителей i-ой системы, кг/$м^2$·ч, принимается по таблице 2.4.1;

K_1 – коэффициент, учитывающий степень укрытия открытых поверхностей шифером или другим материалом, принимается по таблице 2.3.2;

Таблица 2.3.4.

Концентрация индивидуальных веществ и групп углеводородов
в парах нефтепродуктов, испарившихся с поверхности очистных сооружений

	Концентрация компонента в парах, с, % масс								
	Углеводороды							Фенол	Сероводород
	всего	в том числе							
		предельные	непредельные	ароматические	в том числе				
					бензол	толуол	ксилол		
I ступень									
Песколовка, ливнесброс	95,83	82,34	7,07	6,42	I,60	3,52	I,30	0,47	3,70
Нефтеловушки	98,86	82,38	5,54	I0,94	2,60	5,57	2,77	0,39	0,75
Пруды дополнительного отстоя	99,45	86,9I	5,23	7,3I	I,08	3,96	2.27	0,2	0,35
Песчаные фильтры	95,04	84,94	3,47	5,63	0,97	3,09	I,57	0,4I	5,55
АКС	89,86	83,46	2,28	4,I2	0,8I	2,34	0,97	0,38	9,76
Аварийный амбар	99,75	92,65	I,II	5,99	I,73	2,53	I,33	0,06	0,I9
Шламонакопители	99,8	83,24	2,I9	I4,37	2,8I	5,74	5,82	0,07	0,I3
II ступень									
Песколовка, ливнесброс	99,4	9I,48	2,30	5,62	I,I5	3,54	0,93	0,22	0,38
Нефтеловушки	99,06	87,98	3,84	7,24	I,09	5,27	0,88	0,06	0,88
Пруды дополнительного отстоя	99,27	93,I2	3,08	3,07	0,60	I,65	0,82	0,II	0,62
Песчаные фильтры	89,3I	82,85	0,87	5,49	I,73	3,76		0,29	I0,4
Аварийный амбар	99,76	9I,02	3,38	5,36	I,57	2,38	I,4I	0,06	0,I8
Шламонакопители	99,72	94,34	2,I9	3,I9	0,36	2,I3	0,7	0,02	0,26
				Биологическая очистка					
	99,26	85,32	3,38	I0,58	3,64	3,59	3,35	0,I8	0,I4

K_2 - коэффициент, учитывающий степень укрытия нефтеотделителей с боков (см. 2.3.).

2.4.I.2. Градирни

Потери вредных веществ в атмосферу от градирен I,2,3 и 4 систем оборотного водоснабжения (кг/ч) рассчитываются по формуле:

$$П_i^r \cdot L_i \cdot q_i^r \qquad (2.4.2.)$$

где L_i - производительность градирен i-ой системы по воде, $м^3/ч$;

q_i^r - удельные выбросы вредных веществ (суммарно) с градирен i-системы, $кг/м^3$, принимается по табл.2.4.I.

2.4.2. Расчет выбросов индивидуальных веществ и групп углеводородов

Количество выбросов вредных веществ в атмосферу с нефтеотделителей и блоков оборотного водоснабжения (кг/ч) рассчитывается по формуле:

$$П_j = П_i^{н.о.(г)} \cdot c_j \cdot 10^{-2} \qquad (2.4.3.)$$

где $П_i^{н.о.(г)}$ - валовые выбросы вредных веществ в атмосферу с нефтеотделителей (градирен) соответствующей системы оборотного водоснабжения, кг/ч;

c_j - концентрация j-компонента в парах испарившегося нефтепродукта с нефтеотделителей (градирен), принимается по таблице 2.4.2.

Пример. Определить выбросы вредных веществ с градирен I системы оборотного водоснабжения. Производительность по воде 8600 $м^3/ч$. По табл. 2.4.I. удельные выбросы с градирен I системы составляют $q_i^r = 18{,}4 \cdot 10^{-3}$ $кг/м^3 \cdot ч$

$П_i^r = 8600 \cdot 0{,}0184 = 154{,}8$ кг/ч

Выбросы индивидуальных веществ составят:

углеводороды (суммарно) $П_{у/в} = 154{,}8 \cdot 98{,}19 \cdot 10^{-2} = 152$ кг/ч, в том числе:

Таблица 2.4.2.

Процентное соотношение вредных ингредиентов в парах нефтепродуктов, испарившихся с блоков оборотного водоснабжения

Объекты БСВ	Концентрация компонентов в парах, % масс.								
	Углеводороды							Фенол	Сероводород
	всего	в том числе							
		предельные	непредельные	ароматические	в том числе				
					бензол	толуол	ксилол		
I система									
Градирни	98,19	84,18	4,03	9,98	2,27	5,27	2,44	I,07	0,74
Нефтеотделители	99,44	86,66	2,69	I0,09	2,86	4,34	2,89	0,23	0,33
II система									
Градирни	97,45	92,82	0,94	3,69	0,96	I,79	0,24	2,I8	0,37
Нефтеотделители	99,05	9I,83	0,59	6,63	2,I6	2,64	I,33	0,0I	0,94
III система									
Градирни	97,87	9I,55	0,4I	5,9I	I,66	2,3	I,95	0,I8	I,95
Нефтеотделители	99,4I	94,57	0,38	4,46	I,24	I,65	I,57	0,03	0,56

Примечание: выбросы фенола рассчитываются при контакте оборотной воды с фенолсодержащими нефтепродуктами

предельные $П_{п} = 151,3 \cdot 84,18 \cdot 10^{-2} = 130,31$ кг/ч

непредельные $П_{нп} = 154,8 \cdot 4,03 \cdot 10^{-2} = 6,24$ кг/ч

ароматические $П_{а} = 154,8 \cdot 9,98 \cdot 10^{-2} = 15,45$ кг/ч

ароматические: из них:

бензол $П_{б} = 154,8 \cdot 2,27 \cdot 10^{-2} = 3,51$ кг/ч

толуол $П_{т} = 154,8 \cdot 5,27 \cdot 10^{-2} = 8,16$ кг/ч

ксилол $П_{к} = 154,8 \cdot 2,44 \cdot 10^{-2} = 3,78$ кг/ч

фенол $П_{ф} = 154,3 \cdot 1,07 \cdot 10^{-2} = 1,66$ кг/ч

сероводород $П_{H_2S} = 154,8 \cdot 0,74 \cdot 10^{-2} = 1,15$ кг/ч

Таблица 2.4.1.

Удельные выбросы вредных веществ (суммарно) от блоков оборотного водоснабжения

	Величина удельных выбросов вредных веществ (суммарно)	
	в градирнях, кг/м³ч·10⁻³	в теплоотделителях, кг/м² ч·10⁻³
I система	18,40	84,3
2 система	7,2	35,0
3 система	35,0	53,61
4 система	I,9	2,2

2.5. Дымовые трубы

2.5.I. Расчет диоксида серы

Определение выбросов диоксида серы (кг/ч) проводится по формуле /I9/

$$П_{SO_2} = 10^{-2} [2(1 - \eta) \cdot S \cdot B_{ж} + 1,882 \cdot H_2S \cdot B_{г}] \quad (2.5.1.)$$

где S - содержание серы в жидком натуральном топливе, % масс;

H_2S - содержание сероводорода в газообразном топливе, % масс;

$B_{ж}$ - расход жидкого топлива, кг/ч;

$B_г$ – расход газообразного топлива, кг/ч;

η =0,02 – доля диоксида серы, улавливаемого летучей золой в газоходах нагревательной печи.

2.5.2. Расчет выбросов летучей золы (твердых частиц)/20/

Расчет выбросов летучей золы (кг/ч) проводится по формуле

$$П_З = 0{,}0025 \cdot B_ж \cdot A \qquad (2.5.2.)$$

где A – содержание золы в жидком натуральном топливе, % масс;

2.5.3. Расчет выбросов оксидов ванадия /21/

Расчет выбросов оксидов ванадия в пересчете на V_2O_5 (кг/ч), выбрасываемых в атмосферу, проводится по формуле:

$$П_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot У_{V_2O_5} \cdot B_ж (1-\eta_{ос})(1-\eta_у) \qquad (2.5.3.)$$

где $B_ж$ – расход жидкого топлива, кг/ч;

$У_{V_2O_5}$ – содержание окислов ванадия в жидком топливе в пересчете на V_2O_5, г/т;

$\eta_{ос}$ – коэффициент оседания окислов ванадия на поверхностях нагрева котлов. Для котлов с промежуточными пароперегревателями, очистка поверхностей нагрева которых производится в остановленном состоянии $\eta_{ос}$ =0,07; для котлов без промежуточных пароперегревателей при тех же случаях очистки $\eta_{ос}$= 0,05 , для остальных случаев $\eta_{ос}$=0;

$\eta_у$ – доля твердых частиц продуктов сгорания жидкого топлива, улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов.

При отсутствии результатов анализа топлива содержание окислов ванадия в сжигаемом топливе (г/т) определяется ориентировочно по формуле:

$$У_{V_2O_5} = 94{,}4 \cdot S - 31{,}6$$

где S – содержание серы в мазуте, % масс.

Формула справедлива при содержании серы в рабочем топливе

больше 0,4 % масс.

2.5.4. Расчет выбросов оксидов азота, диоксида азота, оксида углерода и метана

Расчет выбросов оксидов азота, в том числе диоксида азота, оксида углерода и метана проводится по формуле

$$П_i = B_{ут} \cdot q_i \qquad (2.5.4.)$$

где $П_i$ – выброс i-го ингредиента, кг/ч;

q_i – удельный выброс i-го ингредиента, кг/т условного топлива, определяется по таблице 2.5.1;

$B_{ут}$ – расход условного топлива, т/ч.

Определение расхода условного топлива производится по формуле

$$Вут = Вж \cdot Эж + Вг \cdot Эг \qquad (2.5.5.)$$

где Вж, Вг – расход жидкого и газообразного топлива, т/ч;

Эж, Эг – калорийные эквиваленты жидкого и газообразного топлива, определяются по таблице 2.5.2.

Пример. Определить выбросы вредных веществ из дымовой трубы установки гидроочистки. В печи сжигается 1,5 т/ч газа прямой гонки и 0,8 т/ч мазута. Содержание серы в мазуте – 1,8% масс, содержание сероводорода в газообразном топливе – 0,01% масс, содержание золы – 0,3% масс.

Определим выбросы диоксида серы

$П_{SO_2} = 10^{-2}/(1-0,02) \cdot 1,8 \cdot 800 + 1,5 \cdot 0,01 \cdot 1 \cdot 500/ = 28,48$ кг/ч

Выбросы летучей золы (твердых частиц):

$П_з = 0,0025 \cdot 800 \cdot 0,3 = 0,6$ кг/ч

Содержание оксидов ванадия в жидком топливе:

$У_{V_2O_5} = 94,4 \cdot 1,8 - 31,6 = 138,32$ г/т

Выбросы оксидов ванадия составят:

$П_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot 138,32 \cdot 800 (1-0,85) \cdot 0,15$ кг/ч

Выбросы остальных вредных веществ составят:

$$П_{NO_2} = 3,346 \cdot 1,47 = 4,92 \text{ кг/ч}$$

$$Вут = 0,8 \cdot 1,37 + 1,5 \cdot 1,5 = 3,316$$

$$П_{CH_4} = 3,346 \cdot 0,32 = 0,102 \text{ кг/ч}$$

$$П_{CO} = 3,346 \cdot 1,97 = 6,59 \text{ кг/ч}$$

Таблица 2.5.1.

Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу в кг на тонну условного топлива трубчатых печей технологических установок

Наименование установки	Удельные выбросы, кг/т усл.т			
	метан	оксид углерода	оксиды азота	диоксид азота
Первичная перегонка	0,11	0,34	1,18	0,06
Вторичная перегонка	0,24	1,89	0,88	0,05
Каталитический риформинг	0,34	0,69	1,6	0,08
Термический крекинг	0,05	0,49	1,01	0,05
Гидроочистка	0,32	1,97	1,47	0,07
Производство кокса	0,065	0,12	1,12	0,06
Контактная очистка масел	0,51	16,98	1,7	0,13
Фенольная очистка масел	0,04	0,55	1,41	0,08
Деасфальтизация масел	0,257	1,27	1,05	0,05
Каталитический крекинг	0,032	0,2	1,08	0,2
Прочие	0,18	0,81	1,36	0,145

2.6. Вакуумсоздающие системы установок АВТ

2.6.1. Расчет выбросов углеводородов (суммарно)

Расчет выбросов углеводородов (суммарно) (кг/ч) из последней ступени пароэжекторного агрегата вакуумной колонны АВТ проводится по формуле:

$$П_{уг} = G_н \cdot q_i \qquad (2.6.1.)$$

где $G_м$ - количество сырья (мазута) вакуумной колонны, т/ч;

q_i - удельный выброс углеводородов, кг/т для каждой группы мощности, определяется по таблице 2.6.I.

2.6.2. Расчет выбросов сероводорода

Выбросы сероводорода (кг/ч) с несконденсированными газами определяется по формуле:

$$П_{H_2S} = K_э \cdot G_м \cdot S \qquad (2.6.2.)$$

где K_S - поправочный коэффициент, зависящий от способа создания вакуума и группы мощности, определяется по таблице 2.6.I.;

S - содержание общей серы в сырье вакуумной колонны, % масс.

Таблица 2.5.2.

Средние величины калорийных эквивалентов жидких и газообразных топлив

Наименование топлива	Калорийный эквивалент, Э
I	2
Газ природный	I,66
Газ нефтепромысловый	I,5
Газ прямой перегонки	I,5
Газ каталитического крекинга	I,6
Газ термического крекинга	I,6
Газ коксовый	I,52
Газ пиролизный	I,6
Автобензин	I,47
Дизельное топливо	I,45
Масляный дистиллят	I,4
Экстракт	I,4
Мазут малосернистый	I,38
Мазут сернистый	I,37
Мазут высокосернистый	I,36
Полугудрон	I,36

продолжение табл.2.5.2.

I	2
Гудрон	I,36
Крекинг-остаток	I,35
Петролатум	I,36
Кокс нефтезаводской	I,I6
Газ водородсодержащий	2,3

Таблица 2.6.I.

Значения q_i и коэффициента K_S для расчета выбросов вредных веществ из вакуумсоздающих систем установок АВТ

Наименование групп вакуумсоздающих систем	кг/т, q_i	K_S
Вакуумсоздающие системы		
I. С барометрическими конденсаторами,		
загрузка по мазуту, кг/час:		
группа 50000 - I00000	0,42	0,0I5
группа I00001 - I50000	0,6	0,02I
группа I50001 - 200000	0,24	0,0I
группа 200001 - 450000	0,62	0,03
2. С поверхностными конденсаторами	3,88	0,04

П р и м е р . На установке АВТ перерабатывается смесь нефтей. Расход мазута в вакуумную колонку составляет 65,8 т/ч. Содержание серы в мазуте I,8% масс. Колонна оборудована барометрическими конденсаторами смешения. Определить выброс углеводородов и сероводорода с последней ступени пароэжекторного агрегата.

Из табл.2.6.I. находим q_i = 0,42 кг/т

K_S = 0,0I5

Тогда $П_{у/в}$ = 65,8 · 0,42 = 27,63 кг/ч

$П_{H_2S}$ = 0,0I5 ·I,8 · 65,8 = I,78 кг/ч

2.7. Газомоторные компрессоры

При работе газомоторных компрессоров имеется три вида выбросов:

- выхлопные дымовые газы;
- отдув газов, вентилируемых из картера;
- отдув газов от сальников газомоторных компрессоров.

Выхлопные дымовые газы ГМК характерны повышенным содержанием продуктов химнедожега, образующихся в процессе сгорания топлива. Небольшой промежуток времени, в течение которого происходит процесс сгорания (сотые доли секунды), наличие в рабочей смеси оставшихся от предшествующего цикла газов, затрудняющихся доступ кислорода к молекулам топлива и другие причины препятствуют полному окислению топлива до конечных продуктов - углекислого газа и воды.

2.7.1. Глушители газомоторных компрессоров

Выбросы вредных веществ (кг/ч) определяются по формуле:

$$П = a_{0l} + a_{Il} \cdot B \qquad \text{для } B \geq 75 \text{ кг/ч} \qquad (2.7.1.)$$

где a_{0l}, a_{Il} - коэффициенты, значения которых принимаются по табл.2.7.1;

B - расход топлива на газомоторный компрессор, кг/ч

Таблица 2.7.1.

Значение коэффициентов a_0, a_I

Наименование вредного вещества	a_0	a_I
1	2	3
Оксид углерода	-13,5429	0,7853
Оксиды азота	0,0464	0,0013
Углеводороды	-5,4804	0,0874

Выбросы сернистого ангидрида (кг/ч) рассчитываются по формуле:

$$П_{SO_2} = 1{,}88 \cdot B \cdot H_2S \cdot 10^{-2} \qquad (2.7.2.)$$

где H_2S - содержание сероводорода в топливном газе, % масс.

Газомоторные компрессоры работают в области малых значений избытка воздуха в отходящих газах ~1,2-1,3. Поэтому, для прикидочных расчетов объема выхлопных газов следует воспользоваться следующей формулой:

$$V \approx 9{,}8 \cdot Э \cdot B, \ м^3 \qquad (2.7.3.)$$

где Э - калорийный эквивалент топлива, значения которого приведены в табл.2.5.2.

2.7.2. Свеча отдува газов, вентилируемых из картера

Выбросы вредных веществ от свечи картера (кг/ч) определяются по формуле:

$$П_i = B \cdot q_i \qquad (2.7.4.)$$

где q_i - средняя удельная величина вредных выбросов в кг/кг топлива

$$q_{CO} = 5{,}5 \cdot 10^{-4} \quad q_{Cl/B} = 3{,}9 \cdot 10^{-3}$$

Объем газов, выделяемых из свечи картера, следует принять равным объему газов, подаваемому продувочным насосом.

2.7.3. Свеча отдува газов продувки сальников

Выбросы вредных веществ, выделяемых при продувке сальников составляют:

- углеводородов - 6,12 кг/ч
- окись углерода - 0,037 кг/ч

Объем газов, выделяемых при продувке сальников, равен коли-

честву воздуха, подаваемому продувочным насосом.

П р и м е р. Определить выброс оксида углерода от глушителя газомоторного компрессора. Расход топлива на газомоторный компрессор - 100 кг/ч.

$$П_{CO} = -13,5429 + 0,7853 \cdot 100 = 64,99 \text{ кг/ч}$$

2.8. Отдув инертных газов и воздуха

На установках депарафинизации и обезмасливания ведется отдув инертных газов. Данные газы насыщены парами вредных веществ, таких как метилэтилкетон, ацетон, углеводородами (в т.ч. бензол, толуол), а также оксидом углерода и диоксидами азота. Выброс оксида углерода и диоксидов азота незначительны ($CO \sim 0,5$ т/г, $NO_x \sim 0,1$ т/г).

Определение вредных выбросов паров растворителей (кг/ч) при процессах, связанных с отдувом инертного газа или воздуха, производится по общему расходу этих газов (V, м^3/ч) и составу паро-газовой фазы, равновесной с жидкой при данной температуре и давлении в системе

$$П = V \cdot C_i \qquad (2.8.1.)$$

где C_i – весовая концентрация вредных веществ в паровой фазе при давлении и температуре отдува, кг/м^3.

Для нефтяных фракций и однокомпонентных систем C_i определяется по формуле

$$C_i = \frac{P_S}{P} \cdot \frac{M_i}{22,4} \cdot \frac{273}{273 + t} \qquad (2.8.2.)$$

где P_S – давление насыщенных паров продукта при температуре отдува, мм.рт.ст., определяется по рис.2.1.2.;

P – абсолютное давление в линии отдува, мм.рт.ст;

M_i – молекулярная масса паров продукта;

t – температура отдува, ^{0}С.

Для веществ, входящих в состав многокомпонентных систем (бензол, толуол и др.) C_i определяется по формуле:

$$C_i = \frac{P_i}{P} \cdot X_i \cdot \frac{M_i}{22,4} \qquad (2.8.3.)$$

где P_i – давление насыщенного пара чистого компонента при температуре отдува, мм.рт.ст.; определяется по табл.2.I.3.;

X_i – мольная доля компонента в жидкой фазе.

Для ориентировочных расчетов можно принять для бензола

$$C = I2,4 \text{ мг/м}^3 = I2,4 \cdot I0^{-6} \text{ кг/м}^3$$

для толуола $C = 2597$ мг/м^3 $= 0,26 \cdot I0^{-2}$ кг/м^3.

П р и м е р . Определить количество МЭК, выбрасываемого при отдувке инертного газа. Исходные данные для расчета:

- количество инертного газа, поступающего на установку – 0,3 т/ч;
- плотность инертного газа $\rho = I,3$ кг/м^3;
- температура отдувочного газа – –I0°С;
- абсолютное давление в емкостях – 600 мм.рт.ст.

Определим давление насыщенных паров МЭК при –I0°С по табл. 2.I.3.

$$P = A - \frac{B}{T} = 7,764 - \frac{I725}{273-I0} = I,205$$

Молекулярный вес МЭК – $M = 72$ (C_4H_8O)

Тогда $C_{МЭК} = \frac{I,205}{600} \cdot \frac{72}{22,4} \cdot \frac{273}{273-I0} = 0,0067$ кг/м^3

$$П_{МЭК} = \frac{300}{I,3} \cdot 0,0067 = I,55 \text{ кг/ч}$$

2.9. Регенераторы катализатора технологических установок

2.9.I. Регенерация катализатора установок каталитического крекинга

Выбросы оксида углерода при регенерации катализатора (кг/ч)

рассчитываются по формуле:

$$П_{CO} = 1{,}25 \cdot V \cdot C_{CO} \cdot \frac{273}{273 + t_{ух}} \cdot 10^{-2} \qquad (2.9.1.)$$

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

V – объем выбросов образующихся газов регенерации катализатора (V ,м³/ч), равен количеству подаваемого на регенерацию воздуха;

C_{CO} – объемная концентрация оксида углерода в отходящих газах, % об;

$t_{ух}$ – температура газов на выходе из регенератора, °С.

Выбросы углеводородов и оксидов азота (кг/ч) рассчитываются по формуле:

$$П_i = V \cdot C_i \cdot 10^{-6} \qquad (2.9.2.)$$

где C_i – концентрация вредного вещества в отходящих газах, мг/м³.

Выбросы катализаторной пыли (кг/ч) рассчитываются по формуле:

$$П_п = G \cdot q \qquad (2.9.3.)$$

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

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

Значения C_{CO}, C_i и q представлены в табл. 2.9.I.

Таблица 2.9.I.

Значения величин C_{CO}, C_i и q

	Размерность	Вид катализатора	
		шариковый	пылевидный
I	2	3	4
C_{CO}	% об.	0,35	7,2*
$C_{у/в}$	мг/м³	77,68	77,68
C_{NOx}	мг/м³	140,6	140,6

* При использовании промоторов концентрация оксида углерода в отходящих газах снижается до 0,2% об.

продолжение табл.2.9.I.

I	2	3	4
q	кг/т	0,53	0,8I

Количество выбросов диоксида серы (кг/ч) рассчитывается по содержанию общей серы в коксе ($S_к$, % масс.):

$$П_{SO_2} = 2 \cdot B_к \cdot S_к \cdot 10^{-2} \qquad (2.9.4.)$$

или по содержанию общей серы в сырье установки (Sc, % масс):

$$П_{SO_2} = 2{,}4 \cdot B_к \cdot S_c \cdot 10^{-2} \qquad (2.9.5.)$$

где $B_к$ – количество кокса, выгорающего с поверхности катализатора, кг/ч.

$$B_к = 10 \cdot n \cdot G \cdot (C_1 - C_2) \qquad (2.9.6.)$$

где n – кратность циркуляции катализатора, т/т сырья;

G – производительность установки по сырью, т/ч;

C_1, C_2 – содержание кокса на катализаторе соответственно до и после регенерации, % масс.

П р и м е р. Определить выбросы вредных веществ при регенерации шарикового катализатора на установке каталитического крекинга. Производительность установки 46,4 т/ч, объем подаваемого на регенерацию воздуха 20000 м^3/ч. Содержание серы в сырье установки 0,8% масс. Вес катализатора 110 т, содержание кокса на катализаторе до регенерации 1,05% масс. после регенерации 0,2% масс.

$$П_{CO} = 0{,}725 \cdot 20000 \cdot 0{,}35 \cdot 10^{-2} = 50{,}75 \text{ кг/ч}$$

$$П_{у/в} = 20000 \cdot 77{,}68 \cdot 10^{-6} = 1{,}55 \text{ кг/ч}$$

$$П_{NOx} = 20000 \cdot 140{,}6 \cdot 10^{-6} = 2{,}81 \text{ кг/ч}$$

$$П_{п} = 46{,}4 \cdot 0{,}53 = 24{,}56 \text{ кг/ч}$$

Для расчета выбросов диоксида серы, определим количество кокса, выгоревшего с поверхности катализатора

$$B_к = 10 \cdot 2{,}37 \cdot 46{,}4\ (1{,}65 - 0{,}9) = 1594{,}54 \text{ кг/ч}$$

$$n = \frac{110}{46{,}4} = 2{,}37$$

Тогда $П_{SO_2} = 2{,}4 \cdot 1594{,}54 \cdot 0{,}8 \cdot 10^{-2} = 30{,}61$ кг/ч

2.9.2. Регенерация катализатора на установках риформинга и гидроочистки

Выброс вредных веществ при регенерации катализатора (кг/ч) рассчитывают по формуле:

$$П_i = \frac{m \cdot x_i}{n} \cdot y_i \cdot 10^{-2} \qquad (2.9.7.)$$

где m - масса катализатора, кг;

n - продолжительность цикла регенерации, ч;

X_i - степень отложения кокса или серы, % масс;

y_i - удельное количество образовавшегося вредного вещества (кг/кг), определяется по табл.2.9.2.

Таблица 2.9.2.

Технологическая установка	Степень отложения, % масс.		Удельное количество образовавшегося вещества, кг/кг	
	кокса	серы	оксида углерода	диоксида серы
Риформинг	3,5	-	0,466	-
Гидроочистка	8,5	0,5	0,44	2

Пример. Определить выбросы вредных веществ при регенерации катализатора на установке Л-24/6 за год. Масса катализатора 40000 кг, продолжительность одного цикла регенерации 120 ч, в году производится 2 регенерации.

$$П_{CO}^{р} = \frac{40000 \cdot 3{,}5}{120} \cdot 0{,}44 \cdot 10^{-2} = 12{,}46 \text{ кг/ч}; 12{,}46 \text{ кг/ч} \cdot 240\text{ч} = 2990{,}4 \text{кг/г} =$$

$= 2{,}99$ т/г

$$П_{SO_2}^{р} = \frac{40000 \cdot 0{,}5}{120} \cdot 2{,}0 \cdot 10^{-2} = 2{,}17 \text{ кг/ч}; 0{,}520 \text{ кг/г} = 0{,}52 \text{ т/г}.$$

2.IO. Воздушки емкостей /I9/

2.IO.I. Воздушки аммиачных емкостей

Выбросы аммиака в атмосферу от воздушников аммиачных емкостей (т/г) рассчитываются по формуле:

$$П_{NH_3} = \frac{V \cdot K \cdot x \cdot \rho_{NH_3}}{P} \cdot 10^3 \qquad (2.IO.I.)$$

где V - объем закачанной аммиачной воды, м /г;

K - константа Генри, мм.рт.ст., определяется по табл.2.IO.I;

X - мольное содержание аммиака в аммиачной воде;

ρ_{NH_3} - плотность паров аммиака, кг/м^3;

P - общее давление системы, мм.рт.ст.

Мольная доля аммиака в воде рассчитывается по формуле

$$x = \frac{\frac{\bar{x}_{NH_3}}{M_{NH_3}}}{\frac{\bar{x}_{NH_3}}{M_{NH_3}} + \frac{1-\bar{x}_{NH_3}}{M_B}} \qquad (2.IO.2.)$$

где $\bar{x}_{NH_3}$ - весовая доля аммиака в аммиачной воде, кг/кг смеси;

M_B - молекулярная масса аммиачной воды.

Таблица 2.IO.I.

Значения константы Генри для аммиака

Температура, °С						
0	+5	+I0	+I5	+20	+25	+30
I560	I680	I800	I930	2080	2230	24I0

2.IO.2. Воздушки емкостей с фенолом

Потери фенола с воздушников емкостей на установках фенольной очистки масел и производства присадок (кг/ч) при продувке линии приема фенола на установку определяются по формуле:

$$П_ф = V \cdot c_ф \qquad (2.IO.3.)$$

где V - объем газовой смеси, вытесненной из емкости при продувке, м³/ч;

$C_б$ - весовая концентрация фенола в газовой смеси, кг/м³

$$C_б = \frac{P_ф}{P_{емк}} \cdot \rho_ф \qquad (2.10.4.)$$

где $P_{емк}$ - давление в газовом пространстве емкости, мм.рт.ст.;

$P_ф$ - давление паров фенола при температуре газового пространства, мм.рт.ст., определяется по табл.2.1.3.;

$\rho_ф$ - плотность паров фенола при температуре газового пространства, кг/м³

$$\rho_ф \cdot \frac{M \cdot T_o}{224 \cdot T} \cdot \frac{P_{атм}}{760} \qquad (2.10.5.)$$

где $T_o = 273^oK$

$T = 273 + t^{гп}$,^oK, $t^{гп}$ - температура газового пространства, ^oC;

M - молекулярный вес фенола.

П р и м е р. Определить потери аммиака из резервуаров, в который закачивается 10000 м³ аммиачной воды с малым содержанием аммиака в ней X = 0,01 , ρ_{NH_3} = 0,76 кг/м³. Средняя температура в резервуаре + 10°С:

$$П_{NH_3} = \frac{10000 \cdot 1800 \cdot 0,01 \cdot 0,76 \cdot 10^{-3}}{760} = 0,18 \text{ т/г}$$

2.11. Производственные помещения

Валовые выбросы вредных веществ из производственных помещений общеобменными системами вентиляции (кг/ч) определяются по формуле

$$П_i^{пп} \cdot C_i^{рз} \cdot K \cdot \sum_j^n G_j^{прив} \cdot 10^{-6} \qquad (2.11.1.)$$

где $C_i^{рз}$ - средняя концентрация вредного вещества в рабочей зоне за отопительный период (принимается по данным газоспасательных станций), мг/м³;

К - поправочный коэффициент равный для насосных, оборудованных центробежными насосами - I,5; поршневыми - 3, для компрессорных - 2;

$\sum_{j=1}^{n} G_j^{max}$ - суммарная производительность приточных или вытяжных механических вентиляционных установок (в расчете принимается большая из них), м^3/ч.

Пример. Определить величину валовых выбросов из "холодной" насосной блока стабилизации установки каталитического крекинга, которую обслуживают три приточные установки общей производительностью 35000 м^3/ч и пять вытяжных - общей производительностью 34000 м^3/ч. Средняя концентрация сероводорода в 1985 г. составила 2,7 мг/м^3.

$$П_{H_2S}^{пл} = 2,7 \cdot I,6 \cdot 35000 \cdot I0^{-6} = 0,142 \text{ кг/ч}$$

2.I2. Печи дожига газов окисления битумных установок

Процесс получения битумов заключается в окислении воздухом сырья в кубах-окислителях. В результате процесса образуются газы окисления, содержащие в себе большое количество вредностей. Для обезвреживания газов окисления на установках используются технологические печи и печи дожига, представляющие собой циклонные топки.

Количество вредных выбросов от газов окисления (кг/ч) без учета сгорания топлива рассчитывают по формуле:

$$П_i = G \cdot q_i (1 - \eta_i) \qquad (2.I2.I.)$$

где G - производительность битумной установки, по сырью, т/ч;

q_i - удельное количество образовавшегося i-го вредного вещества в кг на тонну переработанного сырья, кг/т; принимается по табл.2.I2.I;

η_i – коэффициент очистки по i-му вредному веществу в зависимости от типа печи, в которой происходит сжигание; принимается по табл.2.I2.I.

Таблица 2.I2.I.

Значения q_i и η_i

Наименование вредного вещества, по которому ведется очистка	Удельный выброс, кг/т	Коэффициент очистки, каталитические и технологические печи	циклонные печи
Углеводороды	0,7I8	0,78	0,85
Оксид углерода	0,4II	0,78	0,85
Сероводород	0,042	0,80	0,98
Меркаптаны	0,02	0,80	0,98
Фенол		0,9	0,98

Количество фенола, выбрасываемого от печей дожига определяется, (кг/ч) по формуле:

$$П_ф = I3,5 \cdot V \cdot (1 - \eta_ф) \cdot I0^{-6} \qquad (2.I2.2.)$$

где I3,5 – содержание фенола в отходящих газах, мг/м^3;

V – количество образующихся газов окисления, м^3/ч

$$V = I03,8 \cdot G \qquad (2.I2.3.)$$

где I03,8 – удельный объем газов окисления образующихся на тонну перерабатываемого сырья, м^3/т.

Количество диоксида серы, выбрасываемого от печей дожига, (кг/ч) определяется по формуле:

$$П_{SO_2} = П_{SO_2}^{H_2S} + П_{SO_2}^{RSH}$$

где $П_{SO_2}^{H_2S}$, $П_{SO_2}^{RSH}$ – количество диоксида серы, образующихся от сжигания сероводорода и меркаптанов соответственно, кг/ч:

$$П_{SO_2}^{H_2S} = I,88 \cdot G \cdot q_{H_2S} \cdot \eta_{H_2S}$$

$$П_{SO_2}^{RSH} = I,33 \cdot G \cdot q_{RSH} \cdot \eta_{RSH} \cdot$$

Величины выбросов вредных веществ от печей дожига (диоксида серы, сероводорода, меркаптанов, углеводородов, оксида углерода) следует прибавить:

- при сгорании газов окисления в камерных и технологических печах - к выбросам соответствующих вредных веществ от технологической печи установки (см.р. 2.5.);

- при сгорании газов окисления в циклонных печах - к выбросам соответствующих вредных веществ, образующихся при сгорании топлива, подаваемого в циклонную печь (см.р. 2.5.).

П р и м е р. Определить выбросы вредных веществ от печи дожига газов окисления битумной установки производительностью по сырью 43 т/ч. Дожиг ведется в циклонной печи с расходом топлива 100 кг/ч. Содержание сероводорода в топливе 0,01% масс. При сжигании газов окисления выбрасывается (без учета подаваемого на сжигание топлива).

$$П_{у/в} = 43 \cdot 0{,}718\ (1 - 0{,}85) = 4{,}63 \text{ кг/ч}$$

$$П_{CO} = 43 \cdot 0{,}411\ (1 - 0{,}85) = 2{,}65 \text{ кг/ч}$$

$$П_{H_2S} = 43 \cdot 0{,}042\ (1 - 0{,}98) = 0{,}036 \text{ кг/ч}$$

$$П_{RSH} = 43 \cdot 0{,}02\ (1 - 0{,}96) = 0{,}017 \text{ кг/ч}$$

Определим выбросы фенола:

$$V = 103{,}8 \cdot 43 = 4463{,}4 \text{ м}^3$$

$$П_{ф} = 4463{,}4 \cdot 13{,}5\ (1 - 0{,}99) \cdot 10^{-6} = 0{,}0012 \text{ кг/ч}$$

Определим выбросы диоксида серы

$$П_{SO_2}^{H_2S} = 1{,}88 \cdot 43 \cdot 0{,}042 \cdot 0{,}96 = 3{,}33 \text{ кг/ч}$$

$$П_{SO_2}^{RSH} = 1{,}33 \cdot 43 \cdot 0{,}02 \cdot 0{,}98 = 1{,}12 \text{ кг/ч}$$

$$П_{SO_2} = 4{,}45 \text{ кг/ч}$$

Определим выбросы вредных веществ от сгорания топлива

$$П_{SO_2} = 10 \cdot 0{,}1 \cdot 1{,}68 \cdot 0{,}01 \cdot 1 = 0{,}019 \text{ кг/ч (форм. 2.5.1.)}$$

$$П_{у/в} = 0{,}18 \cdot 0{,}15 \cdot 0{,}18 = 0{,}027 \text{ кг/ч (форм.2.5.4.)}$$

$B_{ут} = 100 \cdot 1,5 = 150$ кг/ч $= 0,15$ т/ч

$П_{CO} = 0,15 \cdot 0,81 = 0,122$ кг/ч

$П_{NOx} = 0,15 \cdot 1,36 = 0,204$ кг/ч

$П_{SO_2} = 0,15 \cdot 0,145 = 0,022$ кг/ч

Итого от циклонной печи дожига газов окисления выбрасывается

$П_{у/в} = 4,63 + 0,027 = 4,657$ кг/ч

$П_{CO} = 2,65 + 0,122 = 2,772$ кг/ч

$П_{H_2S} = 0,036$ кг/ч

$П_{RSH} = 0,017$ кг/ч

$П_{SO_2} = 1,45 + 0,019 = 4,47$ кг/ч

$П_{ф} = 0,0012$ кг/ч

$П_{NOx} = 0,201$ кг/ч

$П_{SO_2} = 0,022$ кг/ч

2.13. Нормализованные выбросы технологических установок

Технологические установки характеризуются целым комплексом *насосного, компрессорного, холодильного, колонного и других типов* оборудования, а также трубопроводных коммуникаций с большим числом арматуры.

В процессе эксплуатации оборудования, аппаратуры и коммуникаций возможно появление неплотностей за счет температурных деформаций и износа, в результате механического или коррозионно-эрозионного разрушения выделяется значительное количество вредных веществ.

2.13.1. Расчет валовых выбросов углеводородов (суммарно)

Валовые выбросы углеводородов (суммарно) от технологических установок рассчитывают по формуле:

$$П^{у/в}_{неорг.} = K_0 + K_1 \cdot \sqrt{G} \qquad (2.13.1.)$$

где $П^{у/в}_{неорг.}$ – валовые неорганизованные выбросы углеводородов (суммарно), кг/ч;

G – производительность установки, кг/ч;

K_0, K_I – коэффициенты, значения которых представлены в табл.2.13.1.

Коэффициенты получены по результатам натурных обследований однотипных установок нефтеперерабатывающих заводов.

Для технологических установок, отсутствующих в таблице 2.13.1., коэффициенты принимаются как для установки, близкой по своим параметрам.

При расчете величин выбросов вредных веществ от комбинированных установок (например, ЛК-6у, КГ и др.), следует данные установки разбить на секции и расчет вести по каждой секции в отдельности. Суммирование выбросов от отдельных секций позволит определить общий выброс от комбинированной установки.

2.13.2. Расчет выбросов в атмосферу индивидуальных веществ и углеводородов предельных, непредельных, ароматических

Расчет вредных составляющих ведется по формуле:

$$П^{i}_{неорг.} = K_2^{i} \cdot П^{у/в}_{неорг.} \qquad (2.13.2.)$$

где $П^{i}_{неорг.}$ – валовый выброс отдельных компонентов, кг/ч;

K_2^{i} – коэффициенты, значения которых принимаются по табл. 2.13.2.

2.13.3. Расчет валовых выбросов сероводорода

Валовые выбросы сероводорода от технологических установок рассчитывают по формуле:

$$П^{H_2S}_{вал.неорг.} = П^{у/в}_{неорг.} \cdot \Sigma(X_i^{f} \cdot x_i^{H_2S}) \cdot 10^{-4} \qquad (2.13.3.)$$

где $П^{H_2S}_{вал.неорг.}$ – валовые выбросы сероводорода, кг/ч;

X_i^{f} – выход газа i-го вида к количеству перера-

Таблица 2.I3.I.

Значения коэффициентов K_0 и K_I

Наименование технологической установки	K_0	K_I
ЭЛОУ	0	0,018
АТ	-13,305	0,1792
АВТ	53,263	0,0636
ЭЛОУ-АВТ	0	0,208
Вторичка 22/1	0	0,25
Термический крекинг	0	0,27
Каталитический крекинг	0	0,557
Г-43-102	0	0,49
Риформинг - 35/6, 35/8-300	0	0,58
Риформинг 35/5	0	I,0
Риформинг 35/II-300, 35/II-600	11,746	0,395
Гидроочистка 24/6, 24/7	0	0,077
Гидроочистка 21/300,24/600	0	0,I
Сероочистка газов	0	0,05I
Установка газофракционирования	0	0,7
Деасфальтизация	6,679	0,297
Депарафинизация	1,219	0,065
Битумное	0	0,I6
Селективная очистка масел	0	0,03
Контактная очистка масел	0	0,018
Гидроочистка масел	0	0,148
Обезмасливание гача и петролатума	0	0,I05
Коксование	0	0,578

Таблица 2.13.2.

Значения коэффициента K_2

	Углеводороды											
	предельные	непредельные	ароматические				МЭК	ацетон	аммиак	фенол	окись углерода	фурфурол
			всего	в том числе:								
				бензол	толуол	ксилол						
ЭЛОУ	I,0											
АТ	I,0											
АВТ	I,0											
ЭЛОУ-АВТ	I,0											
Вторичка 22/4	I,0											
Термический крекинг	0,77	0,23										
Риформинг - 35/6,35/8-300	0,74		0,26	0,I2	0,I4							
Риформинг 35/II-300,35/II-600	0,85		0,I5	0,032	0,052	0,056						
Риформинг 35/5	0,9		0,I	0,03	0,07							
Гидроочистка 24/6,24/7	I,0											
Гидроочистка 24/300;24/600	0,9		0,I	0,06	0,04							
Деасфальтизация	I,0											
Депарафинизация	0,34		0,66		0,66		0,79	0,26	0,II			
Битумные	I,0											
Сероочистка газов	I,0											
Селективная очистка масел	I,0									0,38		0,I226
Установки газофракциониров.	0,95	0,05										
Обезмасливание гача	0,315		0,685		0,685		0,967	0,738	0,236			
Коксование	I,0											
Каталитический крекинг	0,967	0,0I75	0,029		0,029						0,0056	
Г-43-I02	0,956	0,0I7	0,027	0,027								
Контактная очистка масел	I,0											
Гидроочистка масел	I,0											

батываемого сырья, % масс.;

$x_1^{H_2S}$ - содержание сероводорода в газе, -го вида, % масс.

2.13.4. Расчет валовых выбросов вредных веществ от установок производства элементарной серы

Выброс диоксида серы (кг/ч) рассчитывается по формуле:

$$П^{SO_2}_{неорг.} = 0,0014 \sqrt{G} \qquad (2.13.4.)$$

Выброс сероводорода (кг/ч) рассчитывается по формуле:

$$П^{H_2S}_{неорг.} = 0,0037 \sqrt{G} \qquad (2.13.5.)$$

2.13.5. *Расчет валовых выбросов от установок производства серной кислоты*

Выброс диоксида серы (кг/ч) рассчитывается по формуле:

$$П^{SO_2}_{неорг.} = 0,05 \cdot \sqrt{G} \qquad (2.13.6.)$$

Выброс тумана серной кислоты (кг/ч) рассчитывается по формуле:

$$П^{H_2SO_4}_{неорг.} = 0,009 \cdot \sqrt{G} \qquad (2.13.7.)$$

Пример. Рассчитать валовые неорганизованные выбросы от установки ЭЛОУ-АВТ-6 производительностью 6000000 т/год. Выход сухих газов составляет 1,8% , содержание сероводорода в сухом газе 1,2%. Выход сжиженных газов 1,6%, содержание сероводорода - 0,075%.

Определим производительность установки в кг/ч, считая, что установка проработала 8000 часов

$$G = \frac{6000000}{8000} = 835 \text{ т/ч} = 835000 \text{ кг/час}$$

Выброс углеводородов составит (формула 2.13.1.):

$$П^{у/в}_{неорг.} = 0,208 \cdot \sqrt{835000} = 0,208 \cdot 913,78 = 190,07 \text{ кг/ч}$$

Согласно табл.2.I3.2. и формуле 2.I3.2. установка ЭЛОУ-АВТ выбрасывает только непредельные углеводороды (K_2 = I для непредельных).

Рассчитаем выбросы сероводорода от установки:

от сухих газов (формула 2.I3.3.):

$$П^{сух.газов}_{H_2S} = 190{,}07 \cdot 1{,}8 \cdot 1{,}2 \cdot 10^{-4} = 0{,}0411 \text{ кг/ч}$$

от сжиженных газов:

$$П^{сж.г.}_{H_2S} = 190{,}07 \cdot 1{,}6 \cdot 0{,}075 \cdot 10^{-4} = 0{,}0023 \text{ кг/ч}$$

Всего выбросов сероводорода от установки

$$П^{H_2S}_{неорг.} = 0{,}0411 + 0{,}0023 = 0{,}0434 \text{ кг/ч}$$

2.I4. Автомобильный транспорт /22/

Расчет выбросов вредных веществ от автомобилей с различными типами двигателей внутреннего сгорания (ДВС) (бензиновыми, дизельными, газовыми и др.) согласно /22/ определяется по формуле:

$$П_i = q_i \cdot \ell \cdot K_1 \cdot K_2 \text{, т} \qquad (2.I4.I.)$$

где: q_i – удельный выброс i-го вредного вещества автомобилем в зависимости от типа ДВС с учетом картерных выбросов и испарений топлива, г/км; определяется по табл.2.I4.I.;

ℓ – пробег автомобилей с данным типом двигателя за расчетный период, млн.км;

K_1 – коэффициент, учитывающий техническое состояние автомобиля;

K_2 – коэффициент, учитывающий средний возраст автомобиля.

Значения K_1, K_2 определяются по табл.2.I4.2.

Общий выброс от автотранспорта складывается из выбросов вредных веществ всех групп автомобилей.

Таблица 2.I4.I.

Значения удельных выбросов вредных веществ автомобильным транспортом (q_i) по годам XII пятилетки, г/км

Группы автомобилей	1986			1987			1988			1989			1990		
	оксид углерода	углеводороды	оксиды азота	оксид углерода	углеводороды	оксиды азота	оксид углерода	углеводороды	оксиды азота	оксид углерода	углеводороды	оксиды азота	оксид углерода	углеводороды	оксиды азота
Грузовые, специальные грузовые с бензиновыми ДВС и работающие на сжиженном нефтяном газе (пропан-бутан)	6I,9	I3,3	8,0	60,3	I3,0	7,7	58,7	I2,7	7,4	57,I	I2,3	7,I	55,5	I2,0	6,8
Грузовые и специальные грузовые дизельные	I5,3	6,4	8,5	I5,0	6,4	8,5	I5,0	6,4	8,5	I5,0	6,4	8,5	I5,0	6,4	8,5
Грузовые и специальные грузовые, работающие на сжатом природном газе	30,0	I0,0	8,0	30,0	I0,0	8,0	30,0	I0,0	8,0	25,0	8,0	7,5	25,0	8,0	7,5
Автобусы с бензиновыми ДВС	57,5	I0,7	8,0	56,0	I0,5	7,5	54,5	I0,2	7,2	53,0	9,9	6,8	5I,5	9,6	6.4
Автобусы дизельные	I5,0	6,4	8,5	I5,0	6,4	8,5	I5,0	6,4	8,5	I5,0	6,4	8,5	I5,0	6,4	8,5
Легковые служебные и специальные	I6,7	2,25	2,7	I8,2	2,09	2,58	I7,7	I,93	2,47	I7,I	I,76	2,35	I6,5	I,6	2,23
Легковые индивидуального пользования	I7,9	2,I	2,6	I7,45	2,0	2,5	I7,0	I,9	2,4	I6,55	I,75	2,3	I6,I	I,6	2,I9

Таблица 2.I4.2.

Коэффициенты влияния среднего возраста автомобилей и уровня технического состояния на выбросы вредных веществ для различных групп гаводского автомобильного транспорта

Группа автомобилей	K_1			K_2		
	оксид углерода	углеводороды	оксиды азота	оксид углерода	углеводороды	оксиды азота
Грузовые и специальные грузовые с бензиновыми ДВС	I,69	I,86	0,8	I,33	I,2	I,0
Грузовые и специальные грузовые дизельные	I,8	2,0	I,0	I,33	1,2	I,0
Автобусы с бензиновыми ДВС	I,69	I,86	0,8	I,32	I,2	1,0
Автобусы дизельные	1,8	2,0	I,0	I,27	I,I7	I,0
Легковые служебные и специальные	1,63	I,83	0,85	I,28	1,I7	I,0
Легковые индивидуального пользования	I,62	I,78	0,9	I,28	1,I7	1,0

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ

Поскольку установление ПДВ предполагает непревышение ПДК вредных веществ в атмосферном воздухе при самых неблагоприятных метеоусловиях и наибольших выбросах от источников предприятия (исключая залповые выбросы при нарушении технологического режима).

Приведенные в разделе 2 методики в большинстве случаев позволят определить интегральную оценку выброса вредных веществ из источников.

Для целого ряда организованных источников выбросов, характеризующихся относительным постоянством параметров газовых потоков интегральная оценка выбросов может служить и оценкой максимальных выбросов. Для неорганизованных источников, таких как резервуары, объекты очистных сооружений, блоки оборотного водоснабжения, интенсивность выбросов из которых во многом зависит от климатических условий, максимальные выбросы будут иметь место в летний период.

Способы определения максимальных выбросов от неорганизованных источников приведены ниже.

3.1. Резервуарные парки, транспортные емкости

Чтобы определить максимальную величину выброса из данных источников, следует определить по формулам I.I.I, 2.I.9, 2.2.I. выбросы за теплый период (III квартал).

Перевод полученной величины в т/квартал в г/с позволит получить максимальную величину выброса

$$П_{max} = \frac{П_{кв.} \cdot 1000 \cdot 1000}{92 \cdot 24 \cdot 3600} = 0,126 \cdot П_{кв.}$$

3.2. Очистные сооружения, блоки оборотного водоснабжения

Расчет максимальной величины (г/с) следует определять по формуле :

$$П_{max} = \frac{П_{о.с.(БОВ)} \cdot K_5}{3,6}$$

где K_5 - коэффициент, учитывающий влияние климатических условий (солнечной радиации) на испарение (табл.3.I.)

Таблица 3.I.

Значение коэффициента K_5

	Климатическая зона			
	северная	средняя	южная	Средняя Азия
K_5	I,0	I,07	I,37	I,6I

3.3. Воздушки емкостей

Для определения максимального выброса от воздушек емкостей в формулу 2.IO.I. и 2.IO.2. следует подставить максимально возможную величину константы Генри, наблюдаемую в условиях предприятия, а мольную долю аммиака рассчитать при максимальном содержании аммиака в аммиачной воде на предприятии.

Для остальных источников величина выброса в г/с определяется простым переводом выбросов в кг/час, полученных в р.2, в г/с.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ

В соответствии с нормативными документами Госкомгидромета СССР нормативы временно согласованных (предельно допустимых) выбросов устанавливаются в т/год.

Выбросы от регенераторов катализаторов установки риформинга и гидроочистки в т/год следует определять по формуле

$$П_{i\,год} = П_{i\,рн} \cdot n \cdot \tau \cdot 10^{-3} \quad n \geq 1$$

где $П_{i\,рн}$ – выброс i-го вредного вещества от регенераторов катализатора, кг/час;

τ – продолжительность одного цикла регенерации, час;

n – количество циклов регенерации в год.

Если цикл регенерации более I года, n следует принять равным единице.

Для остальных источников загрязнения, пересчет в т/год ведется по формуле:

$$П_{i\,год} = П_i \cdot \tau_р \cdot 10^{-3}$$

где $П_i$ – выброс от источника, кг/час;

$\tau_р$ – время работы источника в году, час.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Обследование воздушного бассейна Туапсинского НПЗ. Отчет КПНУ НПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников. - Казань, 1979. - 112с.
2. Обследование воздушного бассейна Новогорьковского НПЗ ПО "Горькнефтеоргсинтез". Отчет КПНУ НПТ "Оргнефтехимзаводы". О.Л.Татарников. - Казань, 1978. - 103 с.
3. Определение величин выбросов в атмосферу от объектов Рязанского НПЗ. Отчет КПНУ НПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников. - Казань, 1982. - 147 с.
4. Паспортизация промышленных источников загрязнения атмосферы и испытание газопылеулавливающих установок ПО "Уфанефтеоргсинтез". Отчет КПНУ НПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников. - Казань, 1982. - 147 с.
5. Обследование воздушного бассейна Киришского НПЗ. Отчет КПНУ НПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников. - Казань, 1983. - 70с.
6. Обследование воздушного бассейна Саратовского НПЗ им. С.М.Кирова. Отчет КПНУ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников. - Казань, 1983. - 98с.
7. Обследование воздушного бассейна Волгоградского НПЗ. Отчет КПНУ НПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников. - Казань, 1983. - 105с.
8. Обследование воздушного бассейна Новополоцкого НПЗ. Отчет НПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников. - Казань, 1977. - 48с.
9. Обследование воздушного бассейна ПО "Омскнефтеоргсинтез". Отчет КПНУ НПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников. - Казань, 1980. - 147 с.
10. Определение величин выбросов в атмосферу от объектов завода им.В.И.Ленина ПО "Грознефтеоргсинтез". Отчет КПНУ НПТ "Оргнефтехимзаводы". - Казань, 1985. - 124 с.
11. Анализ работ и определение эффективности обезвреживания вредных веществ (в том числе 3,4-бензпирена) газоочистными устройствами битумного производства. Отчет НПНУС: В.С.Мориков, В.М.Пожидаев; -10.018-82, эт.8, инв.№ 02830018298. - Казань, Новокуйбышевск, 1982. - 91с.

I2. Определение величин выбросов в атмосферу от объектов ГНПЗ им. А.Шерипова ПО "Грознефтеоргсинтез". Отчет КПИ У ИПТ "Оргнефтехимзаводы": А.С.Ярмухаметов, Л.Я.Рувинский - Казань, 1985. - - 102с.

I3. Обследование воздушного бассейна ПО "Пермнефтеоргсинтез". Отчет КПИ У ИПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников. - Казань, 1982. - 179с.

I4. Определение величин выбросов в атмосферу от объектов ПТК ПО "Грознефтеоргсинтез". Отчет КПИ У ИПТ "Оргнефтехимзаводы". А.С. Ярмухаметов, Л.Я.Рувинский. - Казань, 1985. - 58с.

I5. Информация по результатам обследования потерь углеводородов (суммарно) в атмосферу из резервуаров и ж/д цистерн Ново-Полоцкого НПЗ (промежуточный этап № 7). Отчет КПИ У ИПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников, Л.Я.Рувинский, А.С.Ярмухаметов. - Казань, 1977.

I6. Разработка технических решений по снижению удельных расходов катализаторов крекинга на единицу основной продукции и обеспечению санитарно-допустимых выбросов катализаторной пыли в атмосферу. Отчет ГрозНИИ: Б.И.Зюба, И.Б.Ривкинзон. - Грозный, 1982. - 53 с.

I7. Временная рекомендация по оценке вредных выбросов в атмосферу на НПЗ. КПИ У, ВНИИУС. - Казань, 1977. - 35 с.

I8. Методические указания по определению и расчету вредных выбросов из основных источников предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. - М., МИХП СССР, 1984. - 215 с.

I9. *Временные методические рекомендации по определению выбросов* вредных веществ в атмосферу на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях. ВМРОВ НП-79, ВНИИУС, КПИ У. - Казань, 1979. -.176 с.

20. Методические указания по расчету загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/ч. - М., Гидрометеоиздат, 1985. - 24с.

2I. Методика определения валовых выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций. МТ 34-70-010-83, М.: СПО Союзтехэнерго, 1984. - 18 с.

22. Методические указания по расчету выброса вредных веществ автомобильным транспортом. - М.: Гидрометеоиздат, 1983. - 22 с.

Подп. в печ. 27.03.90г. Объем 4 п л Зак. 631 Тираж 800
Тип. ХОЗУ Миннефтехимпрома СССР

gost.e-ecolog.ru