

МИНИСТЕРСТВО
ХИМИЧЕСКОЙ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО РАСЧЕТУ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ
ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ
И НЕФТЕХИМИИ
(РД-17-89)

УАК 614 7/ 66

РАЗРАБОТЧИК

Всесоюзным научно-исследовательским институтом
углеводородного сырья (ВНИИУС)

Директор института

И.Х. Садыков

Кизанским луско-наладочным управлением
ИИТ "Оргнефтехимзаводы"

Начальник

С.А. Калинин

Руководители темы:

зав. отделом охраны
окружающей среды ВНИИУС,
к.т.н., с.н.с.

В.С. Мориков

зав. лабораторией
экологических исследований
и рекуперации газовых
выбросов ВНИИУС,
к.в.н.

Р.И. Кавказ

Исполнителями

от ВНИИУС: м.н.с. Соловьева Л.В., кандидата технических наук
И.Н., ст. инженер Бондарев Г.Г., инженер
кор. Дашидова К.Г., инженер Чечетов Л.Г.,
Курагина С.А., Семёнова Л.Л., м.н.с. До-
ровенко Э.И., м.о.с.н.с. Токарева Р.В.,
техник Никатьева Е.Г.

от ЮИИУ ИИТ "Оргнефтехимзаводы" начальники служб
Преображенов А.С., Хасанов Ф.И., О.Л. Татар-
ников Л.Я. Рувинский, начальники участков
Мухаметшин Р.Ф., Камалетдинов М.М., Ура-
збаев Р.И.

СОГЛАСОВАНЫ: ВИМЦ "Экология" - письмо от 21.09.89 № 481/33, разделяющий 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.

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

СОДЕРЖАНИЕ

	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	6
2.1.1. Резервуары с нефтью, легкими нефтепродуктами и ароматическими углеводородами	6
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	18
2.2.2. Транспортные емкости с тяжелыми нефтепродуктами	29
2.3. Очистные сооружения	29
2.4. Блоки обратного водоснабжения	32
2.5. Дымовые трубы	31
2.6. Вакуумооздающие системы установок АВТ	31
2.7. Газомоторные компрессоры	32
2.8. Отдув нефтяных газов и воздуха	39
2.9. Регенераторы катализатора технологических установок	40
2.10. Свечи и воздушники	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	58
4. Определение валовых выбросов вредных веществ в атмосферу	59
Список основных источников	60

I. ОСНОВЫ ПОДСЧЕТА

- I.1. 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, входящие в сборник, получены на основании обработки большого количества данных натурных замеров выбросов от источников I6 наиболее крупных предприятий отрасли /I-16/. Авторам было оценено 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 ($\text{г}/\text{с}$) и валовых выбросов ($\text{т}/\text{год}$) для проведения работ по нормированию выбросов.
- I.5. Методические указания предназначены для промышленности предприятий и организаций МИХП СССР с целью оказания практической помощи работникам служб, занимающимся вопросами охраны атмосферы на предприятиях отрасли.

2. РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕЙ В АТМОСФЕРУ ОТ ОСНОВНЫХ ИСТОЧНИКОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕЙТЕХНИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ

2.1. Резервуарные парки

2.1.1. Резервуары с нефтью, легкими нефтепродуктами и ароматическими углеводородами /17/

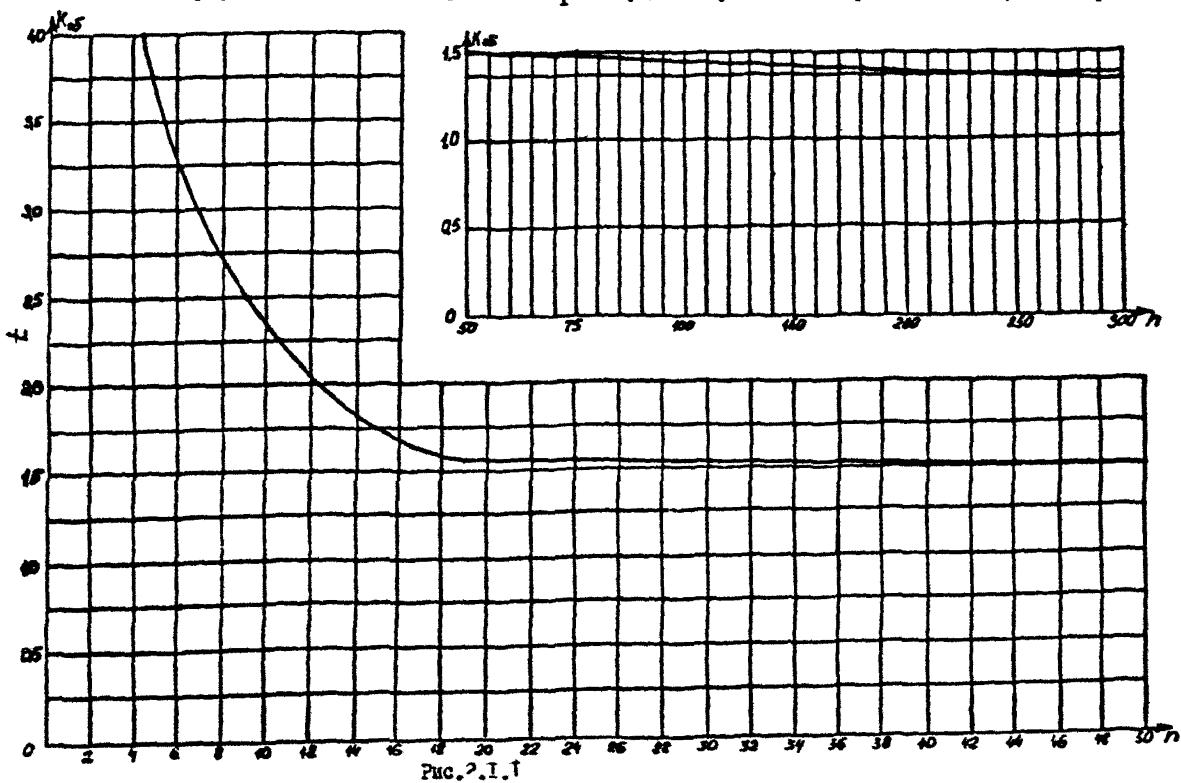
2.1.1.1. Расчет выбросов углеводородов (суммарно)

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

$$\Pi_{\text{год}}^{\text{сум}} = V_{\text{год}}^i \cdot \frac{P_{\text{дав}}^{\text{сум}}}{P_{\text{атм}}^{\text{сум}}} \cdot \rho_{\text{ф}}^{\text{сум}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot 10^{-3} \cdot \tau \quad (2.1.1.)$$

- где: $V_{\text{год}}^i$ - объем нефтепродукта, поступающего в резервуар или в группу однотиповых резервуаров за соответствующий квартал, м³;
- $P_{\text{дав}}^{\text{сум}}$ - давление насыщенных паров углеводородов в газовом пространстве резервуара при среднеквартальной температуре газового пространства резервуара, мм.рт.ст;
- $P_{\text{атм}}^{\text{сум}}$ - среднее барометрическое давление в газовом пространстве резервуаров (оно приблизительно равно атмосферному давлению), мм.рт.ст.
- $\rho_{\text{ф}}^{\text{сум}}$ - средняя плотность паров нефтепродуктов в газовом пространстве резервуара при среднеквартальной температуре газового пространства, кг/м³;
- K_1 - оптический коэффициент, характеризующий удаление потерь углеводородов с учетом среднеквартальной оборачиваемости резервуаров (рис.2.1.1.);
- K_2 - коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь от испарения и режим эксплуатации резервуара (табл.2.1.1.);

Графики зависимости коэффициента K_1 от среднеквартальной обрачиваемости резервуаров



K_3 - коэффициент, учитывающий влияние климатических условий на испарение (табл. 2.1.2.).

Среднеквартальная обрачиваемость равна:

$$n = \frac{V_{\text{рз}}^i}{V_{\text{рз}}} \quad (2.1.2.)$$

где: $V_{\text{рз}}$ - объем розорвура газа при одинаковых резервуарах, м^3 ;

Значения среднеквартальной температуры газового пространства резервуара t_{φ}^{m} , необходимой для определения давления насыщенных паров $P_{\text{нас}}$ принимаются: для I и IV кварталов

$$t_{\varphi}^{m} = \frac{t_n + t_b}{2} \cdot \gamma \quad (2.1.3.)$$

для II и III кварталов

$$t_{\varphi}^{m} = 0.7t_n + 0.3t_b, \text{ °C} \quad (2.1.4.)$$

где: t_n - среднеквартальная температура нефтепродукта в резервуаре, °C ,

t_b - среднеквартальная температура атмосферного воздуха, °C .

Давление насыщенных паров нефтепродуктов (ДНП) принимается по данным ИГИИ предприятия, которое проводит периодическое определение давления насыщенных паров нефтепродуктов по ГОСТ 1756-52 (бомбка Ремяя) или аттестации товарных нефтепродуктов. По графику $P_{\text{нас}}^{m} = f(t)$ (табл. 2.1.2.) исходные значения ДНП ($P_{\text{нас}}^{m}$) приводятся к среднеквартальной температуре газового пространства.

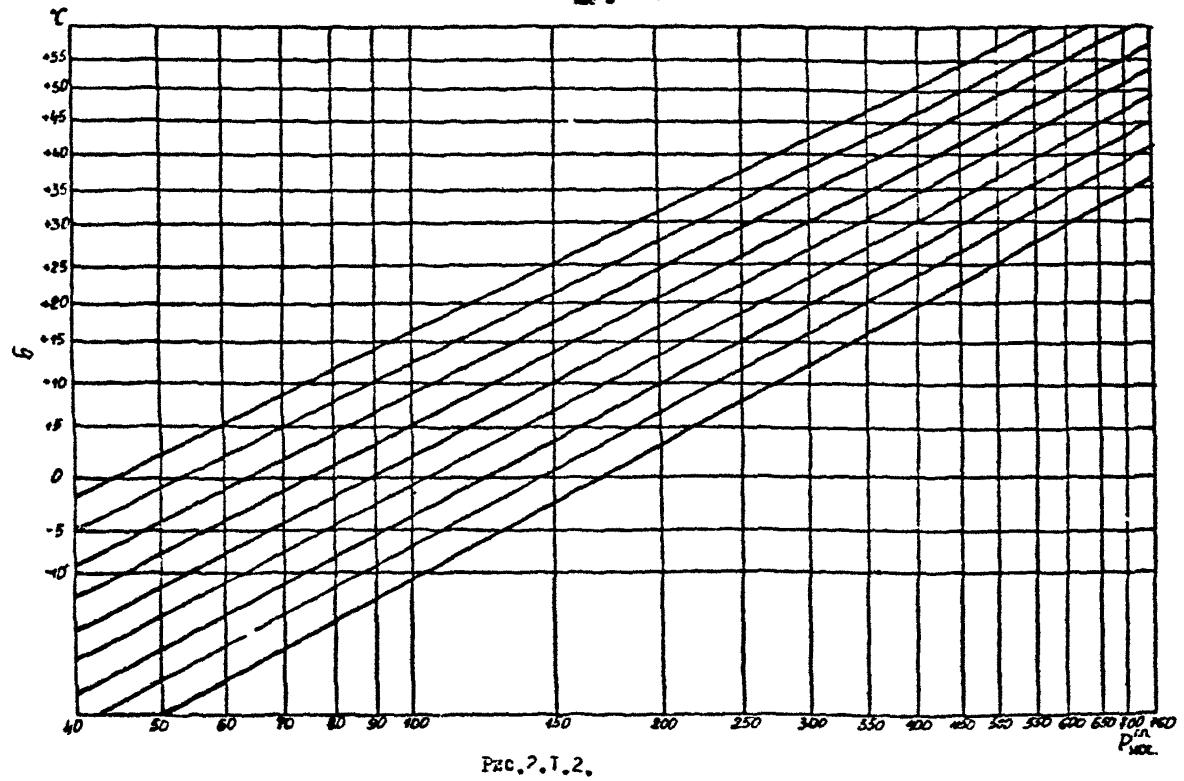
Плотность паров углеводородов определяется по формуле.

$$\rho_{\varphi}^{m} = \frac{M}{224} \frac{P_{\text{нас}}^{m}}{P_0} \frac{T_c}{T_c + t_{\varphi}^{m}}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.1.5.)$$

где M - молярная масса всех паров нефтепродукта,

P_0 - 101,32 кПа.

Traphix $\frac{P}{P_{\text{ref}}} = f(t)$



Prc. 2. T. 2.

$$T = 273^{\circ}\text{K}$$

Молекулярный вес определяется по формулам:

паров бензиновых фракций:

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

паров нефти и нефтепродуктов:

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

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

2.1.1.2. Определение выбросов индивидуальных веществ и групп углеводородов

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

$$\Pi^i = \Pi_{y/v}^{(пред)} \cdot C_i \cdot 10^{-2} \quad (2.1.8.)$$

где: $\Pi_{y/v}^{(пред)}$ – 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.

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

$$\Pi_{H_2S} = 0,08 \cdot \Pi_{y/v}^{\text{год}} \cdot 10^{-2} \quad (2.1.9.)$$

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

Пример. Рассчитать выбросы углеводородов в атмосферу за I квартал от 5 низших 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 $+20^\circ\text{C}$, а атмосферного воздуха -10°C . Температура начала кипения бензина $+52^\circ\text{C}$; давление насыщенных паров, определенное на бомбе Рейда при 38°C составляет 525 мм.рт.ст. . Среднеквартальное барометрическое давление в газовом пространстве 750 мм.рт.ст. .

Определяем среднеквартальную температуру газового пространства резервуаров по формуле 2.1.3.

$$t_{\text{ср}}^{\text{ГП}} = \frac{+20 + (-10)}{2} = 5^\circ\text{C}$$

Давление насыщенных паров бензина при $t_{\text{ср}}^{\text{ГП}} = 5^\circ\text{C}$ определяем по графику $P_{\text{нас}}^{\text{ГП}} = f(t)$ и получаем $P_{\text{нас}}^{\text{ГП}} = 130 \text{ мм.рт.ст.}$ (см. пример рис. 2.1.2.). Молекулярный вес паров бензина определяем по формуле 2.1.6.

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

Плотность паров бензина при среднеквартальной температуре газового пространства резервуаров и среднем барометрическом давлении составит (формула 2.1.5.):

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

Среднеквартальная оборачиваемость резервуаров определяется по формуле 2.1.2.:

$$n = \frac{500000}{10000 \cdot 5} = 40$$

Коэффициент K_1 находим по графику (рис. 2.1.1.). $K_1 = 2,35$

Коэффициент K_2 принимается по таблице 2.1.1.

Для резервуаров не оснащенных техническими средствами сокращения потерь $K_2 = 1$, а для резервуаров с понтонами $K_2 = 0,2$; тогда $K_{\text{ср}}$ для данной группы резервуаров равно:

$$K_2 \text{ср} = \frac{1,3 + 0,2 \cdot 2}{5} = 0,68$$

Для I квартала $K_3 = I$ (табл.2.1.2.).

Выбросы углеводородов в атмосферу за II квартал составят

$$\text{Позкд} \cdot 500000 \cdot \frac{130}{750} \cdot 2,9 \cdot 2,35 \cdot 0,68 \cdot I \cdot 10^{-3} = \\ = 401,6 \text{ т}$$

Таблица 2.1.1.

Значения коэффициента K_2

Эксплуатация резервуара	Падение избыточного давления		Падение избыточного давления	
	без оснастки	с избыточной поинто- химической системой	без оснастки	с избыточной газо- управляемой системой
средства	пластин- кой	управ- ляемой	управ- ляемой	управ- ляемой
и счи- хонии	крышой	систему	и счи- хонии	и счи- хонии
наторы				тире

Резервуар эксплуатируется как "Морник" I 0,2 0,2 0,8 0,1

То же, но с открытыми люками или снятой движительной клапанами I,I 0,25 I,I 0,9 0,9

Резервуар эксплуатируется как "Буржская быкость" 0,1 0,05 0,05 0,15 -

То же, но с открытыми люками или со снятыми движительными клапанами 0,15 0,07 0,2 0,2 -

Таблица 2.1.2.

Значения коэффициента K_3

Квартал	Климатическая зона			
	северная	средняя	южная	Средняя Азия
I	2	3	4	5
П.Ш	I	1,14	I,14	I,72

	1	2	3	4	5
I, IV	I	I	I	I	I

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

Таблица 2.1.3.

Давление насыщенных паров органических соединений в зависимости от температуры

$$\lg P = A - \frac{B}{T} + C / 1 / \quad P - \text{давление насыщенного пара,} \\ \text{мм.рт.ст;}$$

$$\lg P = A - \frac{B}{T} + C / 2 / \quad T - \text{абсолютная температура} \\ t - \text{температура, } ^\circ\text{C}$$

Наименование продукта	Формула	Ураш- нение	Температурный интервал в котором ущинение сохраняет свою сплош- дьность, $^\circ\text{C}$		A	B	C
			от	до			
I	2	3	4	5	6	7	8
Метанол	CH_3O	I	-7	50	8,9547	2049,2	-
Метилэтил-кетон	$\text{C}_4\text{H}_8\text{O}$	1	-10	50	7,764	1725,0	-
Пентан	C_5H_{12}	2	-10	50	6,87372	1075,82	233,36
Гексан	C_6H_{14}	2	-10	68	6,87776	1171,53	224,37
Бензол	C_6H_6	2	-10	5,5	6,48898	902,28	178,1
		2	5,5	160	6,91210	1214,64	221,2
Фенол	$\text{C}_6\text{H}_5\text{O}$	2	0	40	11,5632	3586,36	273,0
		2	41	93	7,46819	2011,4	222,0
Толуол	C_7H_8	I	-92	15	8,33	2047,3	-
		2	20	200	6,95334	1343,94	219,38
Этилбензол	C_8H_{10}	2	20	45	7,32525	1628,0	230,7
			45	190	6,95719	1424,26	213,21

продолжение табл. 2.1.3.

	1	2	3	4	5	6	7	8
с-Ксиол	C_6H_{10}	2	25	50	7,3:638	1671,8	231,0	
м-Ксиол	C_6H_{10}	2	25	45	7,33810	1658,23	232,3	
		2	45	195	7,00908	1462,27	215,II	
п-Ксиол	C_6H_{10}	2	25	45	7,32611	1635,74	231,4	
		2	45	190	6,91652	145,4*	215,3I	

Таблица 2.1.4.

Концентрация индивидуальных веществ и группы углеводородов в парах различных нефтепродуктов

Наименование нефтепродукта	Концентрации компонента С, % масс.					
	у г л о в о д о р о д н					
	простые	непредельные	противиновые	бензин	тетраалк	ксилолы
1	2	3	4	5	6	7
Сирый нефть	99,22	-	0,78	0,55	0,2202	0,1048
Притогонио-бензин-новые фруктовые						
62 + 86	99,05	-	0,95	0,55	0,4	-
62 + 105	93,9	-	6,1	5,69	0,21	-
85 + 105	90,64	-	1,36	0,24	1,12	-
65 + 120	97,61	-	2,39	0,05	2,34	-
85 + 180	99,25	-	0,75	0,15	0,35	0,25
105 + 140	95,04	-	4,96	-	3,81	1,15
120 + 140	95,9	-	4,1	-	2,09	2,01
140 + 180	99,57	-	0,43	-	-	0,43
НК + 180	99,45	-	0,55	0,27	0,18	0,1
Стабилизатор катализат	9,08	-	9,2	2,93	4,49	1,78
Бензин-ртуть	96,88	-	1,12	0,44	0,42	0,26
Бензинг-бензин	71,03	25,0	0,97	0,58	0,27	0,12

продолжение табл.2.1.4.

	1	2	3	4	5	6	7
Бензин-платформ	60,38	-	39,62	23,61	13,5	2,51	
Уайт-спирит	93,74	-	6,26	2,35	3,0	0,91	
А-72, А-76	96,83	-	3,17	1,36	1,14	0,17	
АИ-93, АИ-98	95,85	-	4,15	2,16	1,76	0,23	

2.1.2. Резервуары с керосинами, дизельным топливом, маслами, маслами и присадками /18/

2.1.2.1. Расчет выбросов углеводородов (суммарно)

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

$$\Pi_{\text{рез}}^{\text{т}} = \sqrt{\tau(x)} \cdot C_0^{\tau(x)} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot 10^{-6}, \quad (2.1.9.)$$

где: $\sqrt{\tau(x)}$ - объем нефтепродукта, поступающего в резервуар или в группу однотипных резервуаров в течение теплого (холодного) периода года, м³;

$C_0^{\tau(x)}$ - весовая концентрация насыщенных паров при средней температуре газового пространства резервуаров за соответствующий период года, г/м³ (рис.2.1.3.).

Средняя температура газового пространства резервуаров, значения коэффициентов K_2 определяются также, как для резервуаров с нефтью и бензинами (см.таб.2.1.1.). Значения коэффициента K_1 определяются по рис.2.1.4.

$$\Pi_{\text{рез год}} = \Pi_{\text{рез}}^{\text{т}} + \Pi_{\text{рез}}^{\text{x}}$$

2.1.2.2. Расчет выбросов индивидуальных веществ из групп углеводородов

Парогазовая смесь, вытесняющая из резервуаров с высококонцен-

График зависимости коэффициента K_1 от статистической обработки изображений

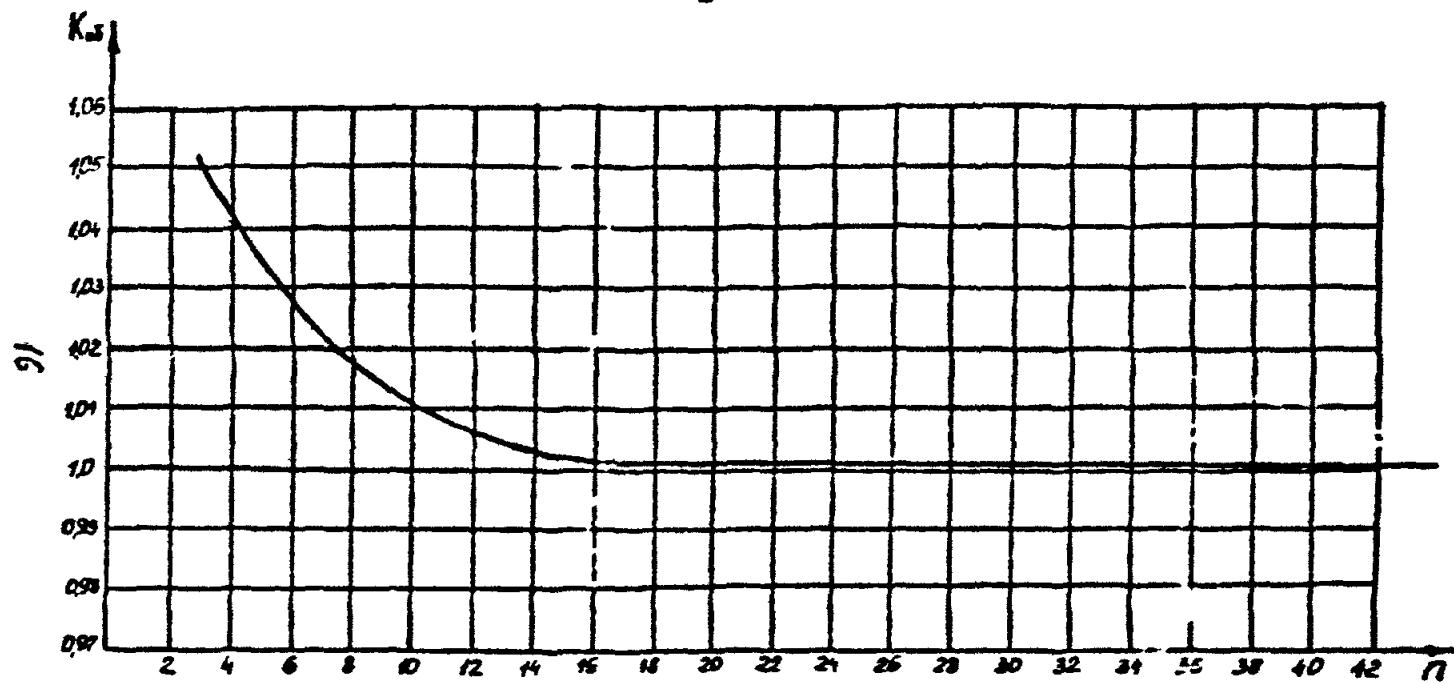
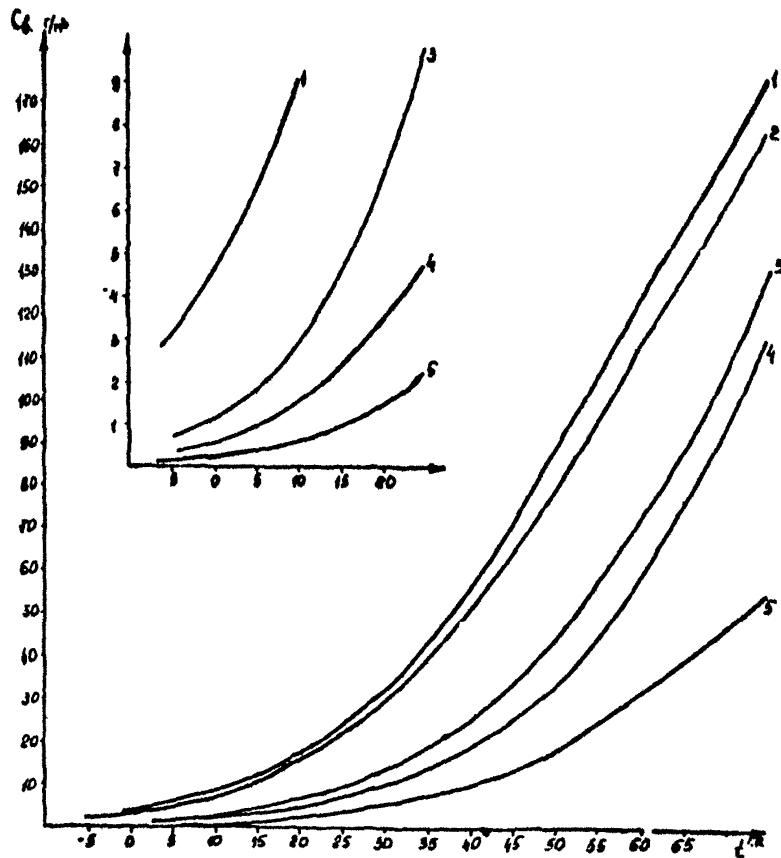


Рис. 2.1.4.

весовые концентрации насыщенных паров для различных нефтепродуктов



1 - керосин, 2 - дизельное топливо, 3 - газолин,
4 - мазут, 5 - присадки

Рис. 2.1.3.

шими нефтепродуктами практически на 100% состоит из продольных 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.

Прииме. 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°C, средняя температура воздуха за теплый период +18°C.

Определим температуру газового пространства резервуаров по формуле 2.1.4.:

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

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

$$c_g^T = 60 \text{ г/м}^3$$

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

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

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

$$\Pi_{\text{рас}}^T = 100000 \cdot 60 \cdot 1,003 \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 6,02 \text{ т}$$

2.2. Транспортные массы / 17 /

За основу принятая методика определения потерь при транспор-

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 давлений насыщенных паров и выше 500 мм.рт.ст. при следующих способах налива:

- налив сверху открытой струей или полуоткрытой струей (конец наливного патрубка находится в кotle емкости соответственно на 1/4 и 1/2 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.

2.2.1. Транспортные емкости с нефтью и легкими нефтепродуктами

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

$$\Pi = K_n \cdot K_p \cdot V_n \cdot \frac{P_{\text{нас}}}{P_0} \cdot \beta \cdot \frac{\Delta}{\Delta} \cdot \frac{T_0}{T_0 + t_n} \cdot 10^{-3} = \quad (2.2.1.)$$

$$K_n \cdot K_p \cdot V_n \cdot \frac{P_{\text{нас}}}{P_0} \cdot \beta \cdot \frac{T_0}{T_0 + t_n} \cdot 10^{-3}$$

- где: Π - потери нефти или нефтепродукта за определенный период времени (квартал, год);
 V_n - объем наливаемого нефтепродукта (м^3) за определенный период времени (квартал, год);
 $P_{\text{нас}}$ - 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_n - средняя за расчетный период температура наливаемого нефтепродукта, $^{\circ}\text{C}$;

- T_0 - 273°C ;
 ρ_0 - плотность паров нефтепродукта при температуре T_H , кг/м³;
 K_H - коэффициент, характеризующий зависимость величины потерь от продолжительности и условий налива;
 K_P - коэффициент, характеризующий зависимость величины потерь от давления в газовом пространстве емкости при наливе.

Значения коэффициентов K_H и K_P приведены на рис.2.2.1. в 2.2.2.

Давление насыщенных паров $P_{\text{нас}}$ наливаемого нефтепродукта определяются:

- для бензинов по графику на рис.2.1.2. по известной паспортной величине давления насыщенных паров при 38°C (ГОСТ 1756-52) и температуре наливаляемого продукта;
- для нефти $P_{\text{нас}}$ принимается по справочным данным "Нефти СССР", данным ГЗЛ, либо по графику на рис.2.1.2. по известной температуре наливаляемой нефти.

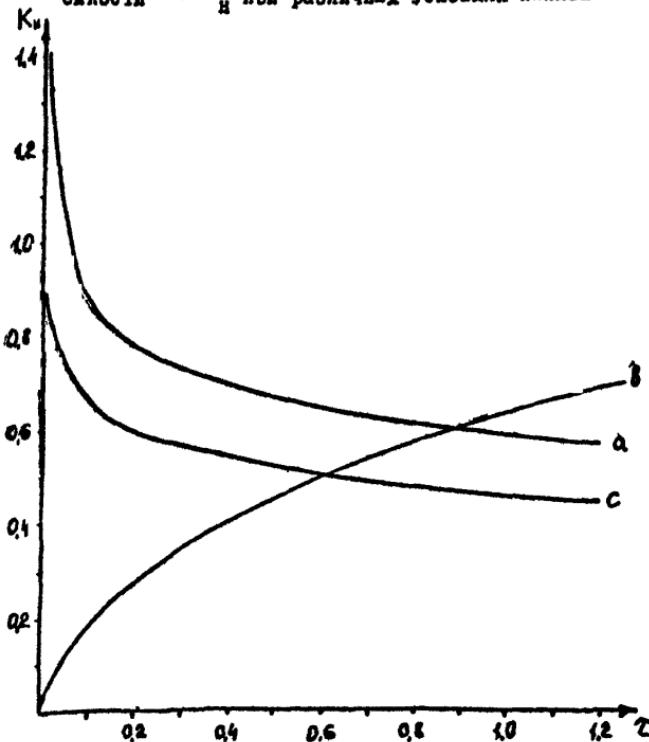
Плотность паров нефти и нефтепродуктов определяется расчетным путем или по графику на рис.2.2.3. по известным T_H и $\frac{P_0}{T_H}$.

Пример. Рассчитать годовые потери автобензина от испарения при наливке в железнодорожные цистерны 600000 т продукта. Цистерна с объемом котла $V_H = 60 \text{ м}^3$, тип 25, высота $H = 2,8 \text{ м}$. Налив производится устройством системы АСН-14 без газовой обвязки производительностью $q = 200 \text{ м}^3/\text{час}$. Налив сверху. Длина наливного патрубка 1,5 м. Избыточное давление в газовом пространстве в процессе налива $P = 380 \text{ мм.рт.ст.}$

Характеристика наливаемого продукта:

- бензин прокомбинации А-72;
- давление насыщенных паров при 38°C $P_{\text{нас}} = 450 \text{ мм.рт.ст.}$

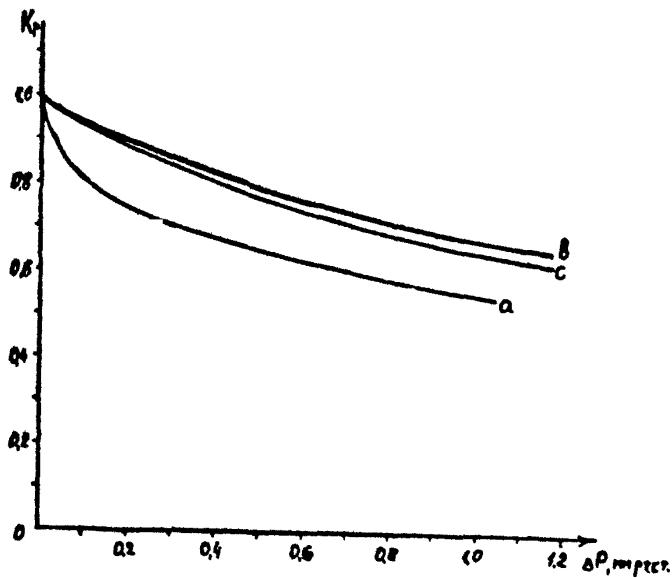
Зависимость коэффициента K от времени заполнения
емкости H при различных условиях налива



- а - налив сверху открытой струей
- в - налив сверху или снизу закрытой струей (при высоте (диаметре) емкости H Ти значение K_H необходимо умножить на $\frac{1}{H}$)
- с - налив сверху полуоткрытой струей

Рис. 2.2.1

Зависимость коэффициента K_p от избыточного давления P
при различных условиях падения



- а - падение сверху открытой струей
- б - падение струйки или синус языковой струи
- в - падение сверху полузатопленной струей

Рис. 2.2.2.

Температура плавления, °С

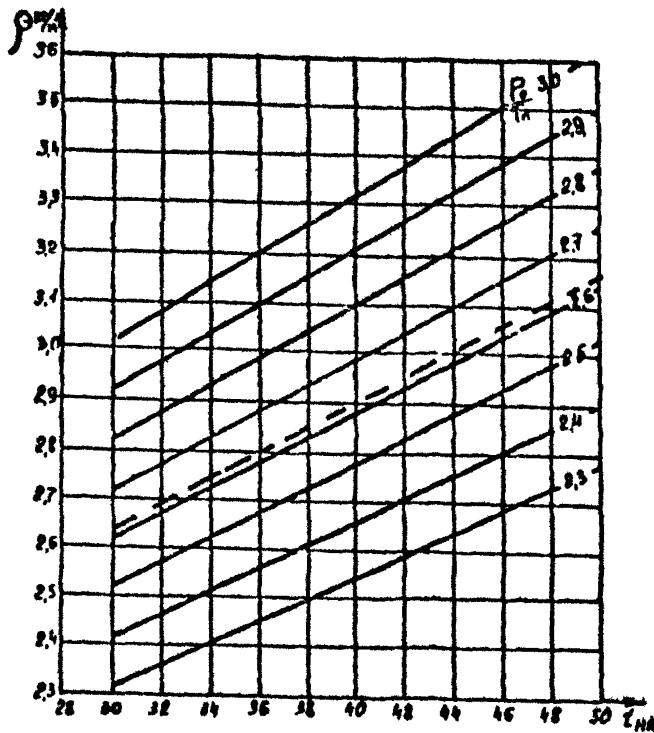


Рис. 2.2.3.

- температура начала кипения $t_{\text{нк}} = 40^{\circ}\text{C}$;
 - средняя температура наливаляемого бензина $t_{\text{н}} = 15^{\circ}\text{C}$;
 - плотность бензина $\rho = 0,732 \text{ т/м}^3$.
- Продолжительность налива $T = \frac{V}{q} = \frac{60}{200} = 0,3 \text{ часа}$.

По рис.2.2.1. и 2.2.2. определяем $K_{\text{И}}$ и $K_{\text{Р}}$ для условий налива сверху полуоткрытой струей: $K_{\text{И}} = 0,57$; $K_{\text{Р}} = 0,76$.

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

Потери бензина составят.

$$\Delta = 0,57 \cdot 0,76 \cdot \frac{600000}{0,732} \cdot \frac{180}{760} \cdot -\frac{273}{273+15} \cdot 2,9 \cdot 10^{-3} = \\ = 237,27 \text{ т/г.}$$

2.2.2. Транспортные емкости с тяжелыми нефтепродуктами

Определение потерь при наливе в железнодорожные, автомобильные цистерны керосина, дизельтипа, маслуга 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 системы очистных сооружений и от нефтеловушек сернисто-щелочных стоков (СиС) (кг/ч) рассчитывается по уравнению:

$$\Pi_i^{**} \cdot F_i \cdot q_i^{**} \cdot K_i \cdot K_8 \quad (2.3.1.)$$

где: F_i - площадь поверхности жидкости нефтеловушек i -ой системы, м^2 ;

q_i^{**} - удельные выбросы вредных веществ (суммарно) с поверхности нефтеловушки i -ой системы, $\text{кг}/\text{ч} \cdot \text{м}^2$, принимаются по таблице 2.3.1.;

K_i - коэффициент, учитывающий степень укрытия открытых

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

K_2 - коэффициент, учитывающий степень укрытия нефтеповышек с боков;

$K_2=1$ - если объект открыт с боков;

$K_2=0,7$ - если объект с боков закрыт.

2.3.1.2. Прочие объекты механической очистки

Количество выбросов вредных веществ от пескомоеек, труборезов, шлангомаконкапителей (кг/ч) рассчитывается по уравнению

$$\Pi_i^{\text{вал}} = F_i \cdot q_i^m \cdot K_1 \cdot K_3 \quad (2.3.2.)$$

где $\Pi_i^{\text{вал}}$ - валовый выброс от i -го объекта очистных сооружений, кг/ч;

q_i^m - удельные выбросы вредных веществ (суммарно) от нефтеповышки соответствующей системы, кг/ч·м², принимается по таблице 2.3.1;

F_i - площадь i -го объекта соответствующей системы, м²;

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

2.3.1.3. Объекты биологической очистки

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

углеводороды (суммарно) - 3,8%

сероводород - 0,11%

фенолы - 0,021%

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:

$$\Pi_j = \Pi_i^{\text{анон}} \cdot c_j \cdot 10^{-6} \quad (2.3.3.)$$

где $\Pi_i^{\text{анон}}$ - 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, % массы, принимает-ся по табл. 2.3.4.

Пример. 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. 2.3.1.

$$q_i^{\text{анон}} = 0,104 \text{ кг}/\text{ч} \cdot \text{м}^2$$

По табл. 2.3.2.

$$K_1 = 0,63$$

$$\Pi_i^{\text{анон}} = 2160 \cdot 0,104 \cdot 0,63 = 141,5 \text{ кг}/\text{ч}$$

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

$$\Pi_{y/B} = 141,5 \cdot 98,86 \cdot 10^{-2} = 139,9 \text{ кг}/\text{ч}$$

Таблица 2.3.1.

Удельные выбросы вредных веществ (суммарно)
от нефтеловушек

Объект	КГ/Ч · М ²		
	I система	II система	СИС
Нефтеловушка	0,104	0,140	0,167

Таблица 2.3.2.

Значение коэффициента K_1 в зависимости от процента
укрытия поверхностей шифером или другим материалом

% укр-тия	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	K_1
0	1,00	25	0,88	45	0,76	65	0,58	85	0,4		
10	0,96	30	0,85	50	0,72	70	0,54	90	0,36		
15	0,94	35	0,82	55	0,66	75	0,50	95	0,28		

продолжение табл.2.3.2.

I	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 амбари	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 I,2,3 и 4 систем оборотного водоснабжения (кг/ч) рассчитываются по формуле:

$$\Pi_i^{**} = F_i \cdot q_i^{**} \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (2.4.1.)$$

где F_i - площадь поверхности жидкости нефтеотделителей i -ой системы, m^2 ;

q_i^{**} - удельные выбросы вредных веществ (суммарно) с поверхности нефтеотделителей i -ой системы, $kg/m^2 \cdot ch$, принимается по таблице 2.4.1;

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

Таблица 2.3.4.

Концентрация индивидуальных веществ в группе углеводородов
в парах нефтепродуктов, испарявшихся с поверхности очистных сооружений

	Концентрация компонента в парах, с. % масс									
	всего	Углеводороды					Фенол	Сероводород		
		прегельные	непредельные	ароматические	в том числе	бензол и толуол		искрист.		
<u>Станция</u>										
Пескогаз, живнесброс	95,83	82,34	7,07	6,42	1,60	3,52	1,30	0,47	3,70	
Нефтэксузин	98,86	82,36	5,54	10,94	2,60	5,57	2,77	0,39	0,75	
Группа углеводородного отхода	99,45	86,91	5,23	7,31	1,08	3,96	2,27	0,2	0,35	
Песчаные фильтры	95,04	84,94	3,47	5,63	0,97	3,09	1,57	0,41	5,55	
>> АКС	89,86	83,46	2,28	4,12	0,81	2,34	0,97	0,38	9,76	
>> Аварийный эмульс.	99,75	92,65	1,11	5,99	1,73	2,53	1,33	0,06	0,19	
Шламонакопители	99,8	83,24	2,19	14,37	2,81	5,74	5,82	0,07	0,13	
<u>Станция</u>										
Пескогаз, живнесброс	99,4	91,48	2,30	5,62	1,15	3,54	0,93	0,22	0,38	
Нефтэксузин	99,06	87,98	3,84	7,24	1,09	5,27	0,88	0,06	0,88	
Группа дополнительного отхода	99,27	93,12	3,08	3,07	0,60	1,63	0,82	0,11	0,62	
Песчаные фильтры	89,31	82,95	0,87	5,49	1,73	3,76		0,29	10,4	
>> эмульсия	99,76	91,02	3,38	5,36	1,57	2,38	1,41	0,06	0,18	
Шламонакопители	99,72	94,34	2,19	3,19	0,36	2,13	0,7	0,02	0,26	
Биологическая очистка										
	99,26	63,32	3,38	10,58	3,64	3,59	3,35	0,18	0,14	

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

2.4.1.2. Градирии

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

$$\Pi'_i \cdot L_i \cdot q'_i \quad (2.4.2.)$$

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

q'_i - удельные выбросы вредных веществ (суммарно) с градирен i -системы, $\text{кг}/\text{м}^3$, принимается по табл. 2.4.1.

2.4.2. Расчет выбросов индивидуальных веществ и групп углеводородов.

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

$$\Pi_j = \Pi_i \text{ н.о.}(r) \cdot c_j \cdot 10^{-2} \quad (2.4.3.)$$

где $\Pi_i \text{ н.о.}(r)$ - валовые выбросы вредных веществ в атмосферу с нефтеотделителями (градирен) соответствующей системы оборотного водоснабжения, $\text{кг}/\text{ч}$;

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

Пример. Определить выбросы вредных веществ с градирен I системы оборотного водоснабжения. Производительность по воде 8600 $\text{м}^3/\text{ч}$. По табл. 2.4.1. удельные выбросы с градирен I системы составляют $q'_i = 18,4 \cdot 10^{-3} \text{ кг}/\text{м}^3 \cdot \text{ч}$

$$\Pi'_i = 8600 \cdot 0,0184 = 154,8 \text{ кг}/\text{ч}$$

Выбросы индивидуальных веществ составят:

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

Таблица 2.4.2.

Процентное соотношение временных ингредиентов в парах нефтепродуктов,
испаряющихся с блоков обратного водоснабжения

Объекты БСВ	Концентрация во волантах в парах, % власс.								
	Л.г.воды от								
	всего	предель- ные	непредель- ные	сочински- е	з. том числе	бензол	т.т.угол	х.к.тол	Фенол
I система									
Гранулятор	98,19	84,18	4,03	9,98	2,27	5,27	2,44	1,07	0,74
Нефтеотделители	99,44	86,66	4,69	10,09	2,86	4,34	2,69	0,23	0,33
II система									
Гранулятор	97,45	92,82	0,94	3,69	0,96	1,79	0,34	2,18	0,37
Нефтеотделители	99,05	91,83	0,59	6,63	2,16	2,64	1,33	0,01	0,94
III система									
Гранулятор	97,87	91,55	0,41	5,91	1,66	2,3	1,95	0,18	1,95
Нефтеотделители	99,41	94,57	0,38	4,46	1,24	1,65	1,57	0,03	0,56

Приложение: выбросы фенола рассчитываются при контакте обратной воды с фенолсодержащими нефтепродуктами

прогретые	$\Pi_{\text{п}} = 151,8 \cdot 84,18 \cdot 10^{-2} = 130,3 \text{ кг/ч}$
непротечьи	$\Pi_{\text{пп}} = 154,8 \cdot 4,03 \cdot 10^{-2} = 6,24 \text{ кг/ч}$
протечьи	$\Pi_{\text{п}} = 154,8 \cdot 0,98 \cdot 10^{-2} = 15,45 \text{ кг/ч}$
ароматические: из них:	
бензин	$\Pi_{\text{б}} = 154,8 \cdot 2,27 \cdot 10^{-2} = 3,51 \text{ кг/ч}$
тoluol	$\Pi_{\text{т}} = 154,8 \cdot 5,27 \cdot 10^{-2} = 8,16 \text{ кг/ч}$
коксолов	$\Pi_{\text{к}} = 154,8 \cdot 2,44 \cdot 10^{-2} = 3,78 \text{ кг/ч}$
Фенол	$\Pi_{\text{ф}} = 151,3 \cdot 1,07 \cdot 10^{-2} = 1,63 \text{ кг/ч}$
сероводород	$\Pi_{\text{H}_2\text{S}} = 154,8 \cdot 0,74 \cdot 10^{-2} = 1,15 \text{ кг/ч}$

Таблица 2.4.1.

Удельные выбросы вредных веществ (суммарно) от блоков обратного водоснабжения

Годовой выброс (суммарно)		Потребляемый
Городской	км ³ .7·10 ⁻³	кг/ч ² ·10 ⁻³
1 система	18,40	84,3
2 система	7,2	35,0
3 система	35,0	53,61
4 система	1,9	2,2

2.5. Дымовые трубы

2.5.1. Расчет диоксида серы

Определение выбросов диоксида серы (кг/ч) проводится по формуле /19/

$$\Pi_{\text{SO}_2} = 10^{-2} [2(I - \eta) \cdot S \cdot B_{\text{ж}} + 1,882 \cdot H_2S \cdot B_{\text{т}}] \quad (2.5.1.)$$

где S - содержание серы жидким натуральным топливом, % масс;

H_2S - содержание сероводорода в газообразном топливе, % масс;

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

B_g - расход газообразного топлива, кг/ч;
 $\eta = 0,02$ - доля диоксида серы, улавливаемого летучей золой
 в газогодах нагревательной печи.

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

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

$$P_3 = 0,0025 \cdot B_g \cdot A \quad (2.5.2.)$$

где A - содержание золы в жидким 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:

$$P_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot Y_{V_2O_5} \cdot B_m (1 - \eta_{ox}) (1 - \eta_y) \quad (2.5.3.)$$

где B_m - расход жидкого топлива, кг/ч;

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

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

η_y - доля твердых частиц продуктов сгорания жидкого топлива, улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов.

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

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

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

$$\Pi_i = \theta_{yt} \cdot q_i \quad (2.5.4.)$$

где Π_i - выброс i -го инградиента, кг/ч;

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

θ_{yt} - расход условного топлива, т/ч.

Определение расхода условного топлива производится по формуле

$$\theta_{yt} = Bx + Bg + Br \quad (2.5.5.)$$

где Bx, Br - расход жидкого и газообразного топлива, т/ч;

Bg , Br - калорийные эквиваленты жидкого и газообразного топлива, определяются по таблице 2.5.2.

Пример. Определить выбросы твердых веществ из дымовой трубы установки гидроочистки. В почте сжигается 1,5 т/ч газа прямой горки и 0,8 т/ч наугта. Содержание серы в мазуте - 1,8% масс., содержание сероводорода в газообразном топливе - 0,01% масс., содержание золы - 0,3% масс.

Определим выбросы диоксида серы

$$\Pi_{SO_2} = 10^{-2} / (1-0,02) \cdot 1,8 \cdot 800 + 1,662 \cdot 0,01 \cdot 1500 / = 28,48 \text{ кг/ч}$$

Выбросы летучей золы (твердых частиц):

$$\Pi_B = 0,0025 \cdot 800 \cdot 0,3 = 0,6 \text{ кг/ч}$$

Содержание оксидов ванадия в жидким топливом:

$$Y_{V_2O_5} = 94,4 \cdot 1,8 - 31,6 = 138,32 \text{ %/т}$$

Выбросы оксидов ванадия составят:

$$\Pi_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot 138,32 \cdot 800 (1-0,02) \cdot 0,103 \text{ кг/ч}$$

Выбросы остальных вредных веществ составят:

$$\Pi_{M_2} = 3,346 \cdot 1,47 = 4,92 \text{ кг/ч}$$

$$B_{угт} = 0,8 \cdot 1,37 + 1,5 \cdot 1,5 = 3,316$$

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

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

Таблица 2.5.1.

Удельные выбросы вредных веществ в атмосфере в кг на 100000 тонн вырабатываемой горючей топливоочисточных установок

Наименование установки	Удельные выбросы, кг/т усд.т			
	метан	ксид угле-	ксид азота	циоксид азота
Первичная перегонка	0,11	0,34	1,18	0,06
Вторичная перегонка	0,24	1,89	0,88	0,05
Каталитический раффинг	0,34	0,69	1,6	0,08
Термический гроунг	0,06	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 паровакуумного агрегата вакуумной колонны АВТ проводится по формуле:

$$\Pi_{yB} = G_n \cdot q_i \quad (2.6.1.)$$

где G_M - количество сырья (мазута) вакуумной колонны, т/ч;
 q_i - удельный выброс углеводородов, кг/т для каждой
группы мощности, определяется по таблице 2.6.1.

2.6.2. Расчет выбросов сероводорода

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

$$\Pi_{H_2S} = K_3 \cdot G_M \cdot S \quad (2.6.2.)$$

где K_3 - поправочный коэффициент, зависящий от способа
создания вакуума и группы мощности, определяется
по таблице 2.6.1.;
 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	1,66
Газ нефтепрочистковый	1,5
Газ прямой перегонки	1,5
Газ катализитического крекинга	1,6
Газ термического крекинга	1,6
Газ кокоовый	1,52
Газ широлизний	1,6
Автосжиликат	1,47
Дизельное топливо	1,45
Масляный дистиллят	1,4
Экстракт	1,4
Мазут малосернистый	1,38
Мазут сернистый	1,37
Мазут высокосернистый	1,36
Полугудрон	1,36

продолжение табл.2.5.2.

1	2
Гудрон	1,36
Крокинг-остаток	1,35
Петролатум	1,36
Кокс нефтезаводской	1,16
Газ водородсодержащий	2,3

таблица 2.6.1.

Значения q_i и коэффициента K_3 для расчета выбросов вредных веществ из вакуумсоздающих систем установок АВТ

Наименование групп вакуум- создающих систем	$kg/t, q_i$	K_3
Вакуумсоздающие системы		
I. С барометрическими конденса- торами,		
загрузка по мазуту, кг/час:		
группа 50000 - 100000	0,42	0,015
группа 100001 - 150000	0,6	0,021
группа 150001 - 200000	0,24	0,01
группа 200001 - 450000	0,62	0,03
2. С поверхностными конденсаторами	3,88	0,04

Пример. На установке АВТ перерабатывается смесь нефей. Расход мазута в вакуумную колонку составляет 65,8 т/ч. Содержание серы в мазуте 1,8% масс. Колонна оборудована барометрическими конденсаторами смышения. Определить выброс углеводородов и серо-водорода с последней ступени парогенераторного агрегата.

Из табл.2.6.1. находим $q_i = 0,42 \text{ кг/т}$

$$K_3 = 0,015$$

Тогда $\Pi_{y/B} = 65,8 \cdot 0,42 = 27,63 \text{ кг/ч}$

$$\Pi_{H_2S} = 0,015 \cdot 1,8 \cdot 65,8 = 1,78 \text{ кг/ч}$$

2.7. Газомоторные компрессоры

При работе газомоторных компрессоров имеется три вибровибрации:

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

Выхлопные дымовые газы ГМК характеризуют повышенным содержанием продуктов химико-химии, 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, затрудняющих 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:

$$\Pi = a_{0i} + a_{1i} \cdot B \quad \text{для } B > 75 \text{ кг/ч} \quad (2.7.1.)$$

где a_{0i} , a_{1i} - коэффициенты, значения которых приводятся по табл.2.7.1;

B - расход топлива на газомоторный компрессор, кг/ч

Таблица 2.7.1.

Значение коэффициентов a_0 , a_1

Наименование вредного вещества	a_0	a_1
1	2	3
Оксид углерода	-13,5429	0,7853
Окислы азота	0,0454	0,0013
Углеводороды	-5,4804	0,0674

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

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

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:

$$V \approx 9,8 \cdot \vartheta \cdot B, m^3 \quad (2.7.3.)$$

где ϑ - 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) определяют-ся по формуле:

$$\Pi_i = B \cdot q_i \quad (2.7.4.)$$

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

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

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 выбросы оксида углерода от глушителя газомоторного компрессора. Расход топлива на газомоторный компрессор - 100 кг/ч.

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

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. Выбросы оксида углерода и диоксидов азота незначительны ($CO \sim 0,5 \text{ т/ч}$, $NO_x \sim 0,1 \text{ т/ч}$).

Определению вредных выбросов паров растворителей (кг/ч) при процессах, связанных с отдувом инертного газа или воздуха, производится по общему расходу этих газов ($V, \text{ м}^3/\text{ч}$) и составу парогазовой фазы, равновесной с жидкостью при данной температуре и давлении в системе

$$\Pi = V \cdot C_l \quad (2.8.1.)$$

где C_l - весовая концентрация вредных веществ в паровой фазе при давлении и температуре отдува, кг/м³.

Для нефтяных фракций и однокомпонентных систем C_l определяется по формуле

$$C_l = \frac{P_s}{P} \cdot \frac{M_l}{22,4} \cdot \frac{273}{273 + t} \quad (2.8.2.)$$

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_l - молекулярная масса паров продукта;

t - температура отдува, °С.

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

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

где P_i - давление насыщенного пара чистого компонента при температуре отдува, мм.рт.ст.; определяется по табл.2.1.3.;

X_i - мольная доля компонента в жидкой фазе.

Для ориентировочных расчетов можно принять для бензола

$$C = 12,4 \text{ мг/м}^3 = 12,4 \cdot 10^{-6} \text{ кг/м}^3$$

для толуола $C = 2597 \text{ мг/м}^3 = 0,26 \cdot 10^{-2} \text{ кг/м}^3$.

Пример. 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 $\rho = 1,3 \text{ кг/м}^3$;
- температура отдувочного газа - -10°C ;
- абсолютное давление в смесителях - 600 мм.рт.ст.

Определим давление насыщенных паров МЭК при -10°C по табл.

2.1.3.

$$P = A - \frac{B}{T} = 7,764 - \frac{1725}{273-10} = 1,205$$

Молекулярный вес МЭК - $M = 72 (\text{C}_4\text{H}_8\text{O})$

$$\text{Тогда } C_{\text{МЭК}} = \frac{1,205}{600} \cdot \frac{72}{22,4} \cdot \frac{273}{273-10} = 0,0067 \text{ кг/м}^3$$

$$\Pi_{\text{МЭК}} = \frac{300}{1,3} \cdot 0,0067 = 1,55 \text{ кг/ч}$$

2.9. Регенераторы катализатора технологических установок

2.9.1. Регенерация катализатора установок каталитического крекинга

Выбросы оксида углерода при регенерации катализатора (кг/ч)

расчитываются по формуле:

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

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

V - объем выбросов образующихся газов регенерации катализатора ($\text{m}^3/\text{ч}$), равен количеству подаваемого на регенерацию воздуха;

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

$t_{\text{ух}}$ - температура газов на выходе из регенератора, °C.

Выбросы углеводородов и оксидов азота ($\text{кг}/\text{ч}$) рассчитываются по формуле:

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

где C_i - концентрация вредного вещества в отходящих газах, $\text{мг}/\text{м}^3$.

Выбросы катализаторной пыли ($\text{кг}/\text{ч}$) рассчитываются по формуле:

$$\Pi_p = G \cdot q \quad (2.9.3.)$$

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

q - удельный выброс катализаторной пыли в кг на тонну израсходованного на установке сырья, кг/т.

Значения C_{CO} , C_i и q представлены в табл. 2.9.1.

Таблица 2.9.1.

Значения величин C_{CO} , C_i и q

Гарантия	Вид катализатора		
	парниковый	пылевидный	
1	2	3	4
C_{CO}	% об.	0,35	7,2*
$C_{\text{УВ}}$	$\text{мг}/\text{м}^3$	71,68	77,68
$C_{\text{НХ}}$	$\text{мг}/\text{м}^3$	140,6	140,6

* При использовании промоторов исходящий оксид углерода в отходах не содержит оксида азота.

продолжение табл.2.9.1.

1	2 кг/т	3	4
9	0,53		0,81

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

$$\Pi_{SO_2} = 2 \cdot B_k \cdot S_k \cdot 10^{-2} \quad (2.9.4.)$$

или по содержанию общей серы в сырье установки (S_0 , % масс.):

$$\Pi_{SO_2} = 2,4 \cdot B_k \cdot S_0 \cdot 10^{-2} \quad (2.9.5.)$$

где B_k - количество кокса, выгоревшего с поверхности катализатора, кг/ч.

$$B_k = 10 \cdot n \cdot G \cdot (C_1 - C_2) \quad (2.9.6.)$$

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 катализитического крекинга. Производительность установки 46,4 т/ч, объем подаваемого на регенерацию воздуха $20000 \text{ м}^3/\text{ч}$. 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.

$$\Pi_{SO_2} = 0,725 \cdot 20000 \cdot 0,35 \cdot 10^{-2} = 50,75 \text{ кг/ч}$$

$$\Pi_{y/B} = 20000 \cdot 77,68 \cdot 10^{-6} = 1,55 \text{ кг/ч}$$

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

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

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

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

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

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

2.9.2. Регенерация катализатора на установках риформинга и гидроочистки

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

$$\Pi_l = \frac{m \cdot x_l}{n} \cdot y_l \cdot 10^{-2} \quad (2.9.7.)$$

где m – масса катализатора, кг;

n – продолжительность цикла регенерации, ч;

x_l – степень отложения кокса или серы, % массо;

y_l – удельное количество образовавшегося вредного вещества (кг/кг), определяется по табл. 2.9.2.

Таблица 2.9.2.

Технологическая установка	Степень отложения, %				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	

П р и м е р. Определить выбросы пылевых 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.

$$\Pi_{CO} = \frac{40000 \cdot 0,5}{120} \cdot 0,44 \cdot 10^{-2} = 12,46 \text{ кг/ч} \cdot 12,46 \text{ кг/ч} \cdot 240 \text{ ч} = 2990,4 \text{ кг/г} = 2,99 \text{ т/г}$$

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

2.10. Воздушки емкостей /19/

2.10.1. Воздушки аммиачных емкостей

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

$$\Pi_{NH_3} = \frac{V \cdot K \cdot x \cdot P_{NH_3}}{P} \cdot 10^3 \quad (2.10.1.)$$

где V - объем закаченной аммиачной воды, м³/г;

K - константа Генри, мм.рт.ст., определяется по табл.2.10.1.;

x - мольное содержание аммиака в аммиачной воде;

ρ_{NH_3} - плотность паров аммиака, кг/м³;

P - общее давление системы, мм.рт.ст.

Мольная доля аммиака в воде рассчитывается по формуле

$$x = \frac{\frac{\bar{x}_{NH_3}}{M_{NH_3}}}{\frac{\bar{x}_{NH_3}}{M_{NH_3}} + \frac{1 - \bar{x}_{NH_3}}{M_B}} \quad (2.10.2.)$$

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

M_B - молекулярная масса аммиачной воды.

Таблица 2.10.1.

Значения константы Генри для аммиака

Temperatura, °C								
-	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	-
1560	1680	1800	1930	2080	2230	2410		

2.10.2. Воздушки емкостей с фенолом

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

$$\Pi_F = V \cdot c_F \quad (2.10.3.)$$

где V - объем газовой смеси, вытесненной из емкости при продувке, $\text{м}^3/\text{ч}$;

C_f - весовая концентрация фенола в газовой смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$

$$C_f = \frac{P_f}{P_{\text{емк}}} \cdot \rho_f \quad (2.10.4.)$$

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

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

ρ_f - плотность паров фенола при температуре газового пространства, $\text{кг}/\text{м}^3$

$$\rho_f = \frac{M \cdot T_0}{224 \cdot T} \cdot \frac{\rho_{\text{ам}}}{760} \quad (2.10.5.)$$

где $T_0 = 273^\circ\text{K}$

$T = 273 + t''^\circ\text{K}$, t'' - температура газового пространства, $^\circ\text{C}$;

M - молекулярный вес фенола.

П р и м е р. Определить потери азота из резервуаров, в который закачивается 10000 м^3 аммиачной воды с мольным содержанием аммиака в ней $X = 0,01$, $\rho_{\text{NH}_3} = 0,76 \text{ кг}/\text{м}^3$. Средняя температура в резервуаре $+10^\circ\text{C}$:

$$\Pi_{\text{NH}_3} = \frac{10000 \cdot 1800 \cdot 0,01 \cdot 0,76 \cdot 10^{-3}}{760} = 0,18 \text{ т/ч}$$

2.11. Производственные потоки

Валовые выбросы вредных веществ из производственных помещений общебменными системами вентиляции ($\text{м}^3/\text{ч}$) определяются по формуле

$$\Pi_i'' = C_i^{p3} \cdot K \cdot \sum_j C_j^{(pH)} \cdot 10^{-6} \quad (2.11.1.)$$

где C_i^{p3} - средняя концентрация вредного вещества в рабочей зоне за отдельный период (принимается по данным газоиспосательных станций), $\text{мг}/\text{м}^3$;

K - поправочный коэффициент равный для насосных, оборудованных центробежными насосами - 1,5; поршневыми - 3, для компрессорных - 2;

$\sum_{i=1}^n G_i^{(0)}$ - суммарная производительность приточных или вытяжных механических вентиляционных установок (в расчете принимается большая из них), $\text{м}^3/\text{ч}$.

Пример. Определить величину валовых выбросов из "холодной" насосной блоки стабилизации установки кипятильческого крана, которую обслуживают три приточны и устья с общей производительностью $35000 \text{ м}^3/\text{ч}$ и пять вытяжных - общей производительностью $34000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Средняя концентрация сероводорода в 1985 г. составила $2,7 \text{ мг}/\text{м}^3$.

$$U_{H_2S} = 2,7 \cdot 1,5 \cdot 35000 \cdot 10^{-6} = 0,142 \text{ кг}/\text{ч}$$

2.12. 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 ($\text{кг}/\text{ч}$) без учета сгорания топлива рассчитывают по формуле:

$$P_i = G \cdot q_i (1 - \eta_i) \quad (2.12.1.)$$

где G - производительность битумной установки по сырью, $\text{т}/\text{ч}$;

q_i - удельное количество образовавшегося i -го вредного вещества в кг на тонну переработанного сырья, $\text{кг}/\text{т}$; принимается по табл. 2.12.1;

η_c - коэффициент очистки по i -му вредному веществу в зависимости от типа печи, в которой происходит скижание; принимается по табл. 2.12.1.

Таблица 2.12.1.

Значения q_i и η_c

Назначение вредного вещества, по которому ведется очистка	Удельный выброс, кг/т	Коэффициент очистки, %
Углеводороды	0,718	0,85
Оксид углерода	0,411	0,85
Сероводород	0,042	0,98
Меркаптаны	0,02	0,98
Фенол		0,98

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

$$\Pi_F = 13,5 \cdot V \cdot (1 - \eta_F) \cdot 10^{-6} \quad (2.12.2.)$$

где 13,5 - содержание фенола в сточных газах, мг/м³;

V - количество образующихся газов окисления, м³/ч

$$V = 103,8 \cdot G \quad (2.12.3.)$$

где 103,8 - удельный объем газов окисления образующихся на тонну перерабатываемого сырья, м³/т.

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

$$\Pi_{SO_2}^{H_2S} + \Pi_{SO_2}^{RSN}$$

где $\Pi_{SO_2}^{H_2S}$, $\Pi_{SO_2}^{RSN}$ - количество дисперсия серы, образующихся от скижания сернистого бурита и меркаптанов соответственно, кг/ч:

$$\Pi_{SO_2}^{H_2S} = 1,88 \cdot G \cdot q_{H_2S} \cdot \eta_{H_2S}$$

$$\Pi_{SO_2}^{RSN} = 1,33 \cdot G \cdot q_{RSN} \cdot \eta_{RSN}$$

Большинство 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.).

Пример. 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).

$$\Pi_{y/B} = 43 \cdot 0,718 (I - 0,85) = 4,63 \text{ кг/ч}$$

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

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

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

Определим выбросы фенола:

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

$$\Pi_F = 4463,4 \cdot 13,5 (I - 0,98) \cdot 10^{-6} = 0,0012 \text{ кг/ч}$$

Определим выбросы диоксида серы

$$\Pi_{SO_2}^{H_2S} = 1,68 \cdot 43 \cdot 0,012 \cdot 0,96 = 3,33 \text{ кг/ч}$$

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

$$\Pi_{SO_2} = 4,45 \text{ кг/ч}$$

Определим выбросы вредных веществ от сгорания топлива

$$\Pi_{SO_2} = 10 \cdot 0,1 \cdot 1,68 \cdot 0,01 \cdot I = 0,019 \text{ кг/ч} \quad (\text{Форм. 2.5.1.})$$

$$\Pi_{y/B} = 0,18 \cdot 0,15 \cdot 0,18 = 0,027 \text{ кг/ч} \quad (\text{Форм. 2.5.4.})$$

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

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

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

$$\Pi_{\text{NO}_2} = 0,15 \cdot 0,145 = 0,022 \text{ кг/ч}$$

Итого от шиклонной почки дожига газов окисления выбрасывается

$$\Pi_{y/n} = 4,63 + 0,027 = 4,657 \text{ кг/ч}$$

$$\Pi_{\text{CO}} = 2,65 + 0,122 = 2,772 \text{ кг/ч}$$

$$\Pi_{\text{HS}} = 0,036 \text{ кг/ч}$$

$$\Pi_{\text{RSH}} = 0,017 \text{ кг/ч}$$

$$\Pi_{\text{SO}_2} = 1,45 + 0,019 = 1,469 \text{ кг/ч}$$

$$\Pi_{\text{H}_2} = 0,0012 \text{ кг/ч}$$

$$\Pi_{\text{NOx}} = 0,204 \text{ кг/ч}$$

$$\Pi_{\text{NO}_2} = 0,022 \text{ кг/ч}$$

2.13. Неторганизованное выбросы технологических установок

Технологические установки характеризуются целым комплексом насосного, компрессорного, халогеного, наливного и других типов оборудования, а также трубопроводных коммуникаций с большим числом притупки.

В процессе эксплуатации оборудования, аппаратуры и коммуникаций происходит неизбежное испарение нефтепродуктов за счет температурных деформаций и истижки, в результате механического или коррозионно-эррозионного ущерба, генерируется значительное количество вредных веществ.

2.13.1. Расчет валовых выбросов углеводородов (суммарно)

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

$$\Pi_{\text{неторг.}}^{\text{у/в}} = K_0 + K_1 \sqrt{G} \quad (2.13.1.)$$

где	$\Pi_{\text{неорг.}}^{\text{у/в}}$	- 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-Бу, 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:

$$\Pi_{\text{неорг.}}^i = K_2^i \cdot \Pi_{\text{неорг.}}^{\text{у/в}} \quad (2.13.2.)$$

где	$\Pi_{\text{неорг.}}^i$	- 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:

$$\Pi_{\text{вал.неорг.}}^{\text{H}_2\text{S}} = \Pi_{\text{неорг.}}^{\text{у/в}} \cdot \sum (x_i' \cdot x_i^{\text{кв}}) \cdot 10^{-4} \quad (2.13.3.)$$

где	$\Pi_{\text{вал.неорг.}}^{\text{H}_2\text{S}}$	- валовые выбросы сероводорода, кг/ч;
	x_i'	- выход газа i -го вида к количеству перера-

Таблица 2.13.1.

Значения коэффициентов K_0 и K_1

Наименование технологической установки	K_0	K_1
ЭЛОУ	0	0,018
АТ	-13,305	0,179
АВТ	53,263	0,0636
МОУ-АВТ	0	0,208
Вторичная 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	1,0
Риформинг 35/11-300, 35/11-600	11,745	0,395
Гидроочистка 4/6, 24/7	0	0,077
Гидроочистка 21/300, 24/600	0	0,1
Сероочистка газов	0	0,051
Установки газодиэтилирования	0	0,7
Лиофильтизация	6,679	0,297
Депарафинизация	1,219	0,065
Изотопное	0	0,16
Селективная очистка масел	0	0,03
Контактная очистка масел	0	0,018
Гидроочистка масел	0	0,148
Обезжелезнение газа и петролатума	0	0,105
Коксование	0	0,578

Tadpoles 2.13.2.

Значение коэффициента K_2

батываемого сырья, % масс.;

$X_{\text{H}_2\text{S}}$ - содержание сероводорода в газе, -го вида, % масс.

2.13.4. Расчет валовых выбросов вредных веществ от установок пропопадения алюминитрийной соли

Выбросы диоксила серы (кг/ч) рассчитываются по формуле:

$$\Pi_{\text{неорг.}}^{\text{SO}_2} = 0,0014 \cdot \sqrt{G} \quad (2.13.4.)$$

Выбросы сероводорода (кг/ч) рассчитываются по формуле:

$$\Pi_{\text{неорг.}}^{\text{H}_2\text{S}} = 0,0037 \cdot \sqrt{G} \quad (2.13.5.)$$

2.13.5. Расчет валовых выбросов от установок производства серной кислоты

Выбросы диоксила серы (кг/ч) рассчитываются по формуле:

$$\Pi_{\text{неорг.}}^{\text{SO}_2} = 0,05 \cdot \sqrt{G} \quad (2.13.6.)$$

Выбросы тукана серной кислоты (кг/ч) рассчитываются по формуле:

$$\Pi_{\text{неорг.}}^{\text{H}_2\text{SO}_4} = 0,009 \cdot \sqrt{G} \quad (2.13.7.)$$

Пример. Рассчитать валовые неорганические газы выбросы от установки ЗАОУ-ЛКТ-5 производительностью 600000 т/год. Выхлоп сухих газов составляет 1,2%, содержание сероводорода в сухом газе 1,2%. Выход склоненных газов 1,6%, содержание сероводорода в газе - 0,075%.

С предельной производительностью установки в кг/ч, считая, что установка проработала 8000 часов

$$G = \frac{600000}{8000} = 75 \text{ т/ч. с} = 75000 \text{ кг/час}$$

Выбросы газовыми газами составят (формула 2.13.1.):

$$\Pi_{\text{неорг.}}^{\text{у/в}} = 0,008 \cdot \sqrt{75000} = 0,008 \cdot 273,78 = 190,07 \text{ кг/ч}$$

Согласно табл.2.I3.2. и формула 2.I3.2. установка ЭЛОУ-ЛВТ выбрасывает только непредельные углеводороды ($K_2 = 1$ для непредельных).

Рассчитаем выбросы сероводорода от установки:
от сухих газов (формула 2.I3.3.):

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

от сажевых газов:

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

Всего выбросов сероводорода от установки

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

2.14. Автомобильный транспорт /22/

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

$$\Pi_i = q_i \cdot \ell \cdot K_1 \cdot K_2, \text{ т} \quad (2.14.1.)$$

где: q_i - удельный выброс i -го вредного вещества автомобилем в зависимости от типа ДВС с учетом краткосрочных выбросов и испарений топлива, г/км; определяется по табл.2.14.1.;

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.2.14.2.

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

Таблица 2.14.1.

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

Грузы: автомобили	1986		1987		1988		1989		1990						
	окси- д угле- водо- газа														
Грузовые, специаль- ные грузовые с основными ДВС и работающие на сжиженном нефти- ном газе (пропан- бутан)	61,9	13,3	8,0	60,3	13,0	7,7	58,7	12,7	7,4	57,1	12,3	7,1	55,5	12,0	6,8
Грузовые и спе- циальные грузовые автомобили	15,3	6,4	8,5	15,0	6,4	8,5	15,0	6,4	8,5	15,0	6,4	8,5	15,0	6,4	8,5
Грузовые и спе- циальные грузовые, работающие на сжи- женном га- зе	30,0	10,0	8,0	30,0	10,0	8,0	30,0	10,0	8,0	25,0	8,0	7,5	25,0	8,0	7,5
Автобусы с бензи- новыми ДВС	57,5	10,7	8,0	56,0	10,5	7,5	54,5	10,2	7,2	53,0	9,9	6,8	51,5	9,6	6,4
Автобусы дизельные	15,0	6,4	8,5	15,0	6,4	8,5	15,0	6,4	8,5	15,0	6,4	8,5	15,0	6,4	8,5
Легковые служебные и специальные	16,7	2,25	2,7	18,2	2,09	2,58	17,7	1,93	2,47	17,1	1,76	2,35	16,5	1,6	2,23
Легковые инди- видуального пользо- вания	17,9	2,1	2,6	17,45	2,0	2,5	17,0	1,9	2,4	16,55	1,75	2,3	16,1	1,6	2,19

Таблица 2.I4.2.

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

Группа автомобилей	K ₁			K ₂		
	оксид угле- водо- рода	угле- водо- рода	оксили азота	оксид угле- водо- рода	угле- водо- рода	оксили азота
Грузовые и специальные грузовые с бензиновыми ДВС	1,69	1,86	0,8	1,33	1,2	1,0
Грузовые и специальные грузовые дизельные	1,8	2,0	1,0	1,33	1,2	1,0
Автобусы с бензиновыми ДВС	1,69	1,86	0,8	1,32	1,2	1,0
Автобусы дизельные	1,8	2,0	1,0	1,27	1,17	1,0
Легковые служебные и специальные	1,63	1,83	0,85	1,28	1,17	1,0
Легковые индивидуаль- ного пользования	1,62	1,78	0,9	1,28	1,17	1,0

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕЙ

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

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

Для целого ряда организованных источников выбросов, характеризующихся относительным постоянством параметров газовых потоков штатная оценка выбросов может служить и оценкой максимальных выбросов. Для неорганизованных источников, таких как резервуары, объекты очистных сооружений, блоки оборотного водоснабжения, штатность 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.1, 2.I.9, 2.2.1. выбросы за текущий период (III квартал).

Перевод полученной величины в т./ч. будет в г/с позволит получить максимальную величину выбросов

$$P_{\max} = \frac{P_{\text{час.}} \cdot 1000 \cdot 1000}{92 \cdot 24 \cdot 3600} \cdot 0,126 \cdot P_{\text{св.}}$$

3.2. Очистка сооружения блока оборотного водоснабжения

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

$$\Pi_{\max} = \frac{\Pi_{o.c.(БОВ)} \cdot K_5}{3,6}$$

где K_5 - коэффициент, учитывающий влияние климатических условий (солнечной радиации) на испарение (табл.3.1.)

Таблица 3.1.

Значение коэффициента K_5

K_5	Климатическая зона			
	северная	средняя	южная	Средняя Азия
1,0	1,07	1,37	1,61	

3.3. Воздушки емкостей

Для определения максимального выброса от воздушек емкостей в формулы 2.10.1. и 2.10.2. 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 времени согласованных (предельно допустимых) выбросов устанавливаются в т/год.

Выбросы от регенераторов каталитизаторов установки реформинга и гидроочистки в т/год следует определять по формуле

$$\Pi_{\text{бл}} \cdot \Pi_{i, \text{рк}} \cdot n \cdot \tau \cdot 10^3 \quad n \geq 1$$

где $\Pi_{i, \text{рк}}$ - 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 1 года, n следует принять равным единице.

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

$$\Pi_{\text{бл}} \cdot \Pi_i \cdot \varPhi_p \cdot 10^3$$

где Π_i - выброс от источника, кг/час;

\varPhi_p - время работы источника в году, час.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

12. Определение величин выбросов в атмосферу от объектов ППЭ им. А.Шерипова НО "Грознефтеоргсинтез". Отчет КПИУ ИПТ "Оргнефтехимзаводы": А.С.Ярмухаметов, Л.Я.Рувинский - Казань, 1985. - 102с.
13. Обследование воздушного бассейна НО "ПетроНефтеоргсинтез". Отчет КПИУ ИПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников. - Казань, 1982. - 179с.
14. Определение величин выбросов в атмосферу от объектов ПТК по "Грознефтеоргсинтез". Отчет КПИУ ИПТ "Оргнефтехимзаводы". А.С. Ярмухаметов, Л.Я.Рувинский. - Казань, 1985. - 58с.
15. Информация по результатам обследования потерь углеводородов (зуммиро) в атмосферу из резервуаров и ж/д цистерн Ново-Полоцкого НПЗ (промышленный этап № 7). Отчет КПИУ ИПТ "Оргнефтехимзаводы": О.Л.Татарников, Л.Я.Рувинский, А.С.Ярмухаметов. - Казань, 1977.
16. Разработка технических решений по снижению удельных расходов катализаторов кокинга на единицу основной продукции и обеспечение санитарно-допустимых выбросов катализаторной пыли в атмосферу. Отчет ГрозНИИ: Б.И.Эмба, И.Б.Ривкинсон. - Грозный, 1982. - 53 с.
17. Временно рекомендация по оценке вредных выбросов в атмосферу на НПЗ. КПИУ, ВИМУС. - Казань, 1977. - 35 с.
18. Методические указания по определению и расчету вредных выбросов из основных источников предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. - М., МНП СССР, 1984. - 215 с.
19. Временное методические рекомендации по определению выбросов вредных веществ в атмосферу на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях. ВИРОВ ИП-79, ВИМУС, КПИУ. - Казань, 1979. - 176 с.
20. Методические указания по расчету загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/ч. - М., Гидрометеонадзор, 1985. - 24с.
21. Методика определения валовых выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций. МТ 34-70-010-63, М.: СНО Союзтехэксперт, 1984. - 18 с.

22. Методические указания по расчету выбросов 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 Миннефтегазпрома СССР