

Приложение №7

Расчет выбросов ЗВ на период эксплуатации

Расчет выбросов загрязняющих веществ при отоплении ПГБ.

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельной выполнен по методическому пособию «Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час», 1999г.

Источник 0001

Топливо - природный газ:

По паспортным данным часовой расход топлива $0,85 \text{ м}^3/\text{час}$
 $0,000236 \text{ м}^3/\text{сек}$
 $0,5726 \text{ кг/ч};$
 $0,159 \text{ г/сек}$

Годовой расчет газа. $5773,2 \text{ м}^3/\text{год}$ или 3889 кг/г

Плотность газа $0,6737 \text{ кг/м}^3$

Теплотворная способность $7922 \text{ ккал/м}^3 = 33,178 \text{ МДж/м}^3$

Дымовые газы отводятся в индивидуальную дымовую металлическую трубу:

высота $H=3,0 \text{ м}$

диаметр $0,2 \text{ м}$

объем дымовых газов $0,0031 \text{ м}^3/\text{сек}$

температура газозоошной смеси на выходе из дымовой трубы 60°C

Оксид углерода:

$M_{\text{co}} = 0,001 * V * C_{\text{co}} * (1 - q_4/100)$, т/год

$M_{\text{co}} = V * C_{\text{co}} * (1 - q_4/100)$ г/сек,

где:

V - количество израсходованного топлива, $\text{м}^3/\text{сек}$ (тыс. $\text{м}^3/\text{год}$);

q_4 - потери теплоты от механической неполноты сгорания, % $q_4=0$

C_{co} - выход окиси углерода при сжигании топлива, г/м^3 , кг/ тыс.м^3

$C_{\text{co}} = q_3 * R * Q_i$

где:

q_3 - потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, % (0,2)

R - коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива = 0,5

Q_i - низшая теплота сгорания натурального топлива.

$Q_i = 33,17 \text{ МДж/м}^3 = 49,235 \text{ МДж/кг}$

$C_{\text{co}} = 0,2 * 0,5 * 33,17 = 3,317$

$V = 0,000236 \text{ м}^3/\text{сек}$

$V = 5,773 \text{ тыс. м}^3/\text{г}$

$M_{\text{co}} = 3,317 * 0,000236 * (1 - 0/100) = 0,00078 \text{ г/сек}$

$M_{\text{co}} = 0,001 * 3,317 * 5,773 * (1 - 0/100) = 0,01915 \text{ т/г}$

Диоксид азота:

Валовый выброс оксидов азота определяется по формуле:

$M_{\text{NOx}} = V * Q_i * K_{\text{NOx}} * \beta_k * \beta_t * \beta_\alpha * (1 - \beta_r) * (1 - \beta_\delta) * k_n$, т/год

V - количество израсходованного топлива, $\text{м}^3/\text{сек}$ (тыс. $\text{м}^3/\text{год}$);

K_{NOx} - удельный выброс окислов азота при сжигании топлива, г/МДж для водогрейных котлов;

β_k - безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки;

β_t - безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого на горелку;

$\beta_t = 1 + 0,002(t_b - 15)$, $t_b = 16^\circ\text{C}$ $\beta_t = 1,002$

$\beta\alpha$ - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование окислов азота. $\beta\alpha = 1,05$;

$\beta\gamma$ - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние циркуляции дымовых газов;

$\beta\delta$ - безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную горелку;

k_n - коэффициент пересчета при расчете г/сек $k_n=1$, при расчете т/год $k_n=10^{-3}$

$K_{NOx} = 0,013 \cdot \sqrt{Q_{\tau}} + 0,03$, где

Q_{τ} - фактическая тепловая мощность горелки $Q_{\tau} = 0,01 \text{ МВт}$

$K_{NOx} = 0,013 \cdot \sqrt{0,01} + 0,03 = 0,0313$

$V = 0,000236 \text{ м}^3/\text{сек}$

$V = 5,773 \text{ тыс. м}^3/\text{Г}$

$M_{NOx} = 5,7773 \cdot 33,17 \cdot 0,0313 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,00599 \text{ т/год}$

$M_{NOx} = 0,000236 \cdot 33,17 \cdot 0,0313 \cdot 1 \cdot 1 = 0,00024 \text{ г/сек}$

Бензапирен:

Суммарное количество бензапирена, поступающего в атмосферу с дымовыми газами (г/сек, т/год), определяется по формуле:

$M_{\text{бп}} = c \cdot V \cdot B \cdot 10^{-6} \text{ (т/Г)}$,

$M_{\text{бп мр}} = c \cdot V \cdot B_{\text{час}} \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} \text{ (г/с)}$

где B - количество израсходованного топлива, т/час (т/год)

c - концентрация бенз[а]пирена в мг/м^3 в сухих продуктах сгорания природного газа на выходе из топочной зоны водогрейных котлов. При коэффициенте избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки $\alpha_{\tau} = 1,05 + 1,25$ она определяется по формуле:

$$c = 10^{-6} \frac{R(0,11 \cdot q_v - 7,0)}{e^{3,5(\alpha-1)}} K_d K_p K_{\text{ст}}$$

где q_v - теплонапряжение топочного объема (кВт/м^3), берется из техпаспорта котла;

K_d - коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бензпирена в продуктах сгорания; определяется по графику;

K_p - коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бензпирена в продуктах сгорания; определяется по графику;

$K_{\text{ст}}$ - коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бензапирена в продуктах сгорания; определяется по графику;

Численные значения коэффициентов сведены в таблицу.

Теплонапряжение топочного.объема q_v	1400 кВт/м^3
Коэффициент K_d	1,0
Коэффициент K_p	1,0
Коэффициент $K_{\text{ст}}$	1,7
Коэффициент α	1,05

$$c = 10^{-6} \frac{1(0,11 \cdot 1400 - 7,0)}{e^{3,5(1,05-1)}} 1 \cdot 1 \cdot 1,7 = 0,000043 \text{ мг/м}^3$$

Объем сухих дымовых газов определяли по уравнению

$$V = V_{\text{г}}^0 + (\alpha - 1)V^0,$$

где $V_{\text{г}}^0$ и V^0 - объемы дымовых газов и воздуха соответственно при стехиометрическом сжигании 1 м^3 газа.

$$V^0 = 0,0476 [0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + 1,5\text{H}_2\text{S} + \Sigma(m+n/4)\text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2] =$$

$$= 0,0476[(1+4/4)98,7 + (2+6/4)0,35 + (3+8/4)0,12 + (4+10/4)0,06 - 1,225 \cdot 100] = 3,6707$$

$$V_{\text{г}}^0 = 0,01[\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \Sigma m\text{C}_m\text{H}_n] + 0,79 V^0 + \text{N}_2/100 =$$

$$= 0,01[0,1 + 1 \cdot 98,7 + 2 \cdot 0,35 + 3 \cdot 0,12 + 4 \cdot 0,06] + 0,79 \cdot 3,6707 + 0,67/100 = 3,9066$$

$$V = 3,9066 + (1,2 - 1) \cdot 3,6707 = 4,64074$$

$V = 0,0005726 \text{ т/час}$

$$B=3,889\text{т/г}$$

$$M_{\text{бп}} = 0,000043 \cdot 4,64074 \cdot 3,889 \cdot 10^{-6} = 0,8 \cdot 10^{-9} \text{ (т/год)}$$

$$M_{\text{бп мр}} = 0,000043 \cdot 4,64074 \cdot 0,0005726 \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,3 \cdot 10^{-10} \text{ (г/с)}$$

Сернистый ангидрид

$$M_{\text{so}_2} = 0,02BSr(1-\eta'_{\text{so}_2})(1-\eta''_{\text{so}_2}), \text{ где}$$

Sr - содержание серы в топливе на рабочую массу, %.

При наличии в топливе сероводорода

$$Sr = Sr + 0.94 \cdot H_2S$$

H₂S - содержание сероводорода в топливе на рабочую массу, %

B - расход топлива (г/сек, т/год)

η'_{so_2} - доля окислов серы, связываемых летучей золой в котле, % $\eta'_{\text{so}_2} = 0$

η''_{so_2} - доля окислов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе $\eta''_{\text{so}_2} = 0$

$$B=0,159\text{г/сек}$$

$$B=3,889\text{т/год}$$

Sr - содержание серы в топливе на рабочую массу, %. Sr=0,001

H₂S - содержание сероводорода в топливе на рабочую массу, %, H₂S = 0.001

$$Sr = 0.001 + 0.94 \cdot 0.001 = 0.00194$$

$$M_{\text{so}_2} = 0,02 \cdot 0,159 \cdot 0,00194 \cdot (1-0) \cdot (1-0) = 0,0000062 \text{ г/сек}$$

$$M_{\text{so}_2} = 0,02 \cdot 3,889 \cdot 0,00194 \cdot (1-0) \cdot (1-0) = 0,00015\text{т/год}$$

Таблица выбросов загрязняющих веществ от при сжигании газа в ПГБ.

Источник 0001.

Наименование	Выброс, г/сек	Выброс, т/год
Окись углерода	0,00078	0,01915
Двуокись азота	0,000192	0,004792
Окись азота	0,0000312	0,0007787
Сернистый ангидрид	0,000062	0,00015
Бензапирен	$0,3 \cdot 10^{-10}$	$0,8 \cdot 10^{-9}$

Источник 0002

Расчет выбросов ЗВ при плановом ремонте линии редуцирования в ПГБ

Длина линии редуцирования

$$L = 5 \text{ м}$$

Диаметр линии редуцирования

$$D = 0,1 \text{ м}$$

Объем

$$V = 0,04 \text{ м}^3$$

Номинальное выходное давление

$$P = 3 \text{ кгс/см}^2 \text{ (0,3 МПа)}$$

Температура газа

$$T = 283 \text{ град. К}$$

Плотность газа

$$\rho = 0,689 \text{ кг/м}^3$$

Содержание СПМ в газе

$$m = 0,022 \text{ г/м}^3$$

Атмосферное давление

$$P_0 = 1,033 \text{ кгс/см}^2 \text{ (0,1 МПа)}$$

Температура воздуха

$$T_0 = 293 \text{ град. К}$$

Количество линий редуцирования

$$N = 2$$

Количество ремонтов

$$n = 1 \text{ раз в год}$$

Время выброса

$$\tau = 2 \text{ сек}$$

Диаметр свечи

$$d = 50 \text{ мм}$$

Площадь сечения свечи

$$f = 0,0019 \text{ м}^2$$

Коэффициент сжимаемости природного газа Z определяется по осредненным значениям давления и температуры

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{t} = 0,996$$

$$\text{где } t = 1 - 1,68T_{np} + 0,78T_{np}^2 + 0,0107T_{np}^3 ;$$

P_{np} и T_{np} - приведенные давление и температура, определяются по формулам

$$P_{np} = P_{cp}/P_{кр}$$

$$T_{np} = T_{cp}/T_{кр}$$

P_{cp} и T_{cp} - средние давление и температура газа, кгс/см² и град. К;

$P_{кр}$ и $T_{кр}$ - критические давление и температура газа: $P_{кр} = 47,32 \text{ кгс/см}^2 = 4,7 \text{ МПа}$ и

$T_{кр} = 190,66 \text{ град. К.}$

Количество газа V_z (м³) при опорожнении линии редуцирования (технологического оборудования) в атмосферу в соответствии с [14] определяется по формуле

$$V_z = \frac{V \cdot P \cdot T_{cm}}{P_{cm} \cdot T \cdot z},$$

где V - геометрический объем линии редуцирования, измерительной линии, участка газопровода, технологического оборудования, опорожняемых перед ремонтом или освидетельствованием, м³;

P_{cm} , T_{cm} - давление и температура при стандартных условиях ($P_{cm} = 1,033 \text{ кгс/см}^2$, $T_{cm} = 293,15 \text{ град.К.}$);

P , T - рабочее давление и температура (перед опорожнением), кгс/см², град. К;

z - коэффициент сжимаемости газа при рабочих параметрах.

$$V_z = 0,121 \text{ м}^3$$

Объемный расход $0,121 \text{ м}^3/1800 \text{ с} = 0,000067 \text{ м}^3/\text{с}$, где 1800 с - период осреднения (в соответствии с ОНД-86).

Массовый выброс метана и СПМ – залповые выбросы:

$$M_{CH} = 0,000067 \cdot 0,689 \cdot 10^3 = 0,0462 \text{ г/с};$$

$$M_{СПМ} = 0,000067 \cdot 0,022 = 0,0000015 \text{ г/с}.$$

Валовый выброс метана и СПМ:

$$G_{CH} = V_z \cdot \rho \cdot N \cdot n \cdot 10^{-3} = 0,00017 \text{ т/год};$$

$$G_{СПМ} = V_z \cdot m \cdot N \cdot n \cdot 10^{-6} = 0,53 \cdot 10^{-8} \text{ т/год}.$$

Фактическая объемная скорость выброса - $0,121 \text{ м}^3 : 2 \text{ сек} = 0,061 \text{ м}^3/\text{сек}$, скорость выброса ($0,061 \text{ м}^3/\text{сек}$) / $0,0019 \text{ м}^2 = 32,1 \text{ м/сек}$.

Источник 0003.

Оценка максимально возможных аварийных выбросов природного газа (утечек) от запорно-регулирующей арматуры.

Конструкция запорной, регуливающей арматуры и предохранительных устройств на газовых сетях должна обеспечивать герметичность затвора не менее класса «В».

Утечки газа возможны в аварийных ситуациях!

Аварийные выбросы не нормируются, а расчет максимально разового выброса определяется для выполнения расчета рассеивания в аварийном режиме.

Установка отключающих устройств на проектируемых газопроводах	
Среднего давления	
Надземные стальные задвижки марки 30сл41нж: Ø80	1 шт.
Низкого давления	
Кран шаровой для подземной установки Ø100	1 шт.
Надземные стальные задвижки марки 30сл41нж: Ø50	5 шт.
Ø80	18 шт.
Ø100	9 шт.
Ø200	2 шт.
Всего:	36

Объемы аварийных выбросов (утечек) газа (г/с) от запорно-регулирующей арматуры (фланцевых соединений и уплотнений) до их ликвидации определяются по формуле

$$M = A * c * a * n_1 * n_2 \text{ г/с}$$

где A - расчетная величина аварийного выброса (утечки), равна $0,021 \text{ кг/ч} = 0,0058 \text{ г/с}$;

c - массовая концентрация загрязняющего вещества в долях единицы: метана - $0,97$ одоранта - СПМ - $0,000023$;

a - расчетная доля уплотнений, потерявших свою герметичность: $0,293$;

n_1 - общее количество единиц запорно-регулирующей арматуры: 36 ;

n_2 - количество фланцев на одном запорном устройстве: 2 ;

τ - усредненное время эксплуатации запорно-регулирующей арматуры, потерявшей герметичность, ч.

Подставив значения в формулу, получим:

$$M_{\text{CH}_4} = 0,0058 * 0,97 * 36 * 2 * 0,293 = 0,118686 \text{ г/с};$$

$$M_{\text{СПМ}} = 0,0058 * 0,000023 * 36 * 2 * 0,293 = 0,28 * 10^{-5} \text{ г/с}.$$

Объемный расход: $0,1 \text{ м}^3/\text{сек}$.