

Закрытое акционерное общество  
"Инженерно-экологический центр "БЕЛИНЭКОМП"

Открытое акционерное общество  
"Научно-исследовательский институт охраны атмосферного воздуха"

"Утверждаю"

Генеральный директор

ОАО "НИИ Атмосфера"

\_\_\_\_\_ Недре А.Ю.

"\_\_" \_\_\_\_\_ 2010 г.

Методика расчетно-экспериментального определения параметров выбросов от  
технологических печей предприятий нефтепереработки

СТО ЛУКОЙЛ

Санкт-Петербург

Новополоцк

2010



## Содержание

Введение .....	4
1. Область применения .....	4
2. Термины и определения.....	4
3. Общие положения .....	5
4. Характеристика технологических печей как источников выделе- ния и выброса загрязняющих веществ .....	6
5. Методы и средства измерения.....	8
6. Порядок определения выбросов загрязняющих веществ от тех- нологических печей инструментально-расчетными методами.....	8
6.1. Определение выбросов загрязняющих веществ от тех- нологических печей инструментально-расчетными методами .....	8
6.2. Определение максимальных и валовых выбросов на ос- нове результатов, полученных инструментально- расчетными методами .....	16
7. Примеры расчета .....	17
Список использованных источников .....	20
Приложение А Физико-химические свойства некоторых газов, жидкостей, топлив .....	21
Приложение Б Рекомендации по определению расхода топлива на отдельную печь для случая, когда у нескольких печей имеются общие приборы учета расхода топлива и индивидуальные для каждой печи источники выброса дымовых газов .....	25

## Введение

Настоящий документ разработан в соответствии с ФЗ "Об охране окружающей среды" и ФЗ "Об охране атмосферного воздуха" с целью создания единой методологической основы по определению расчетно-экспериментальными методами объемов выделений (выбросов) загрязняющих веществ от технологических печей, эксплуатируемых на предприятиях Группы "ЛУКОЙЛ". В основу данного документа положены данные инструментального определения выбросов на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез".

### 1. Область применения

Область действия методики распространяется на все источники выделения вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух от технологических печей, расположенных на объектах Группы "ЛУКОЙЛ".

Настоящая методика (СТО) предназначена для применения организациями Группы "ЛУКОЙЛ" для ведения воздухоохранной деятельности, другими организациями, выполняющими проектные разработки для объектов Группы "ЛУКОЙЛ", а также территориальными органами Министерства природных ресурсов и экологии при осуществлении контроля за воздухоохранной деятельностью на объектах Группы "ЛУКОЙЛ".

### 2. Термины и определения

В настоящем стандарте применяют термины, установленные в ГОСТ 17.2.1.01, ГОСТ 17.2.1.04, а также следующие термины с соответствующими определениями:

**технологические печи:** Устройства сжигания топлива, применяемые в нефтехимической отрасли для нагрева технологических сред.

**дымовые газы:** Газо-воздушная смесь, покидающая зону горения топлива и содержащая газообразные (диоксид углерода, водяной пар, диоксид серы) и мелкодисперсные (частицы золы) продукты сгорания топлива, вещества образующиеся в результате химического (монооксид углерода (угарный газ), бенз(а)пирен, частицы сажи) и механического (углеводороды, частицы твердого топлива) недожога топлива, продукты побочной реакции окисления атмосферного азота (оксиды азота), не вступивший в реакцию окисления остаточный кислород и практически не участвующие в реакции горения компоненты атмосферного воздуха (азот, инертные газы).

**сухие дымовые газы:** Дымовые газы, содержание паров воды в которых условно принимается равным нулю.

**нормальные условия:** стандартные физические условия, с которыми обычно соотносят свойства веществ, в частности газов, (англ. Standard temperature and pressure, STP).

Нормальные условия определены IUPAC (Международным союзом практической и прикладной химии) следующим образом [1]: атмосферное давление 760 мм рт. ст. (101325 Па), температура воздуха 0° С (273,15 К). В протоколах результатов измерения содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе концентрация приводятся к нормальным условиям.

**стандартные условия ГОСТ 2939–63:** Используются в газовой отрасли Российской Федерации при расчётах с потребителями. Стандартным условиям ГОСТ 2939–63 соответствуют температура 20°С (293,15К), давление 760 мм рт. ст. (101325 Па), влажность воздуха 0 %. Результаты анализа состава и свойств природного газа приводятся соответствующими лабораториями, как правило, к стандартным условиям.

### **3. Общие положения**

Настоящий документ разработан в соответствии с требованиями:

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ 17.2.4.06-90 Охрана природы. Атмосфера. Методы определения скорости и расхода газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения.

РД 52.04.59-85. Охрана природы. Атмосфера. Требования к точности контроля промышленных выбросов. Методические указания.

При разработке документа учитывались положения существующих нормативных документов:

- Перечень методик выполнения измерения концентраций загрязняющих веществ в выбросах промышленных предприятий, допущенных к применению в 2009 году. СПб, 2008;

- Перечень методик расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, используемых в 2009 году при нормировании и определении величин выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух. СПб, 2008;

- Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. СПб, НИИ Атмосфера, 2005 г.

Методика применяется при учете и инвентаризации выбросов, их нормировании и установлении нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ), контроле соблюдения установленных нормативов для существующих объектов Группы "ЛУКОЙЛ", а также при разработке проектной документации на строительство новых и реконструкцию существующих производственных объектов Группы "ЛУКОЙЛ".

#### **4. Характеристика технологических печей как источников выделения и выброса загрязняющих веществ**

Для нагрева сырья и реакционных смесей на предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности широко используются технологические печи – устройства в которых нагрев содержимого осуществляется путем сжигания жидкого и газообразного топлива. Существует несколько видов технологических печей. На нефтеперерабатывающих заводах наиболее распространены трубчатые технологические печи. Нагреваемая среда (сырье или реакционная смесь) в трубчатых печах циркулирует по трубкам, проходящим через топочную камеру, в которой происходит сжигание топливной смеси. Трубчатые печи классифицируются по способу передачи тепла, конфигурации и количеству топочных камер, расположению горелочных устройств, а также по числу технологических потоков и типу облучения труб. Различают следующие типы трубчатых печей:

- вертикально-цилиндрические с подовым расположением горелочных устройств радиантного или радиантно-конвекционного типов;
- коробчатой формы с подовым расположением горелок и верхним отводом дымовых газов с вертикальными или горизонтальными настенными экранами;
- узкокамерные с верхним отводом дымовых газов и центральным горизонтальным экраном;
- секционные или цилиндрические печи с витым змеевиком и подовым расположением горелок;
- многокамерные печи коробчатой формы с вертикальными трубами змеевиков и общей конвекционной камерой.

Помимо трубчатых в нефтехимической отрасли используются технологические печи, в которых технологическая среда (сырье) нагревается непосредственно в топочном объеме тепловым излучением или дымовыми газами. К таким печам относятся стекловаренные печи, вращающиеся печи, реакционные печи, печи полимеризации, печи сушки технологических сред дымовыми газами.

В технологических печах используется в основном газообразное, жидкое топливо.

По способу сжигания топлива печи подразделяются на печи со свободным вертикальным факелом, с позонным подводом воздуха по высоте факела, с настильным факелом, с беспламенным горением от излучающих стен при использовании панельных горелок.

Эксплуатация трубчатых печей сопровождается выбросами в атмосферный воздух следующих загрязняющих веществ:

- а) При сжигании топливного газа или природного газа

азота (II) оксид;  
азота (IV) оксид;  
бенз(а)пирен;  
углеводороды предельные алифатического ряда C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub> и C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>;  
углерода (II) оксид;  
сера диоксид (при наличии в составе газа сероводорода).

б) При сжигании жидкого топлива (керосина, дизельного топлива, вакуумных газойлей):

азота (II) оксид ;  
азота (IV) оксид;  
бенз(а)пирен;  
углеводороды предельные алифатического ряда C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub> и C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>;  
углерод черный (сажа);  
углерода (II) оксид;  
сера диоксид.

в) При сжигании мазута (котельных топлив, тяжелых остатков каталитического, термического и гидро- крекингов)

азота (II) оксид;  
азота (IV) оксид;  
бенз(а)пирен;  
мазутная зола теплоэлектростанций (в пересчете на ванадий);  
углеводороды предельные алифатического ряда C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub> и C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>;  
углерод черный (сажа);  
углерода (II) оксид;  
сера диоксид.

Наряду с перечисленными выше продуктами горения топлива эксплуатация технологических печей, в которых технологическая среда (сырье) нагревается непосредственно в топочном объеме тепловым излучением или дымовыми газами сопровождается выбросами в атмосферный воздух загрязняющих веществ испаряющихся из жидкой фазы и образующихся в результате различных химических реакций, протекающих в технологических средах.

## 5. Методы и средства измерений

Инструментальные измерения проводят согласно требованиям методик измерений и нормативным актам, признанных действующими на территории Российской Федерации. Применяемые методики измерений должны иметь свидетельства о метрологической аттестации, выданные организациями, уполномоченными в установленном порядке органами Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации. Измерения должны выполнять специализированные организации (лаборатории), аккредитованные в Системе аккредитации аналитических лабораторий (Центров) Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации. Измерения следует выполнять с использованием средств измерений, включенных в Государственный реестр средств измерений и прошедших государственный метрологический контроль (поверку) в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Для определения параметров выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух используются сведения из ТУ, ГОСТ, сертификатов качества и безопасности и иных официальных документов, данные, полученные с использованием средств измерений, прошедших метрологический контроль согласно законодательству Российской Федерации, установленных на объектах обследования.

### 6. Порядок определения выбросов загрязняющих веществ от технологических печей инструментально-расчетными методами

#### 6.1 Определение выбросов загрязняющих веществ от технологических печей инструментально-расчетными методами

6.1.1 Массовый выброс  $i$ -го загрязняющего вещества  $M_i$ , г/с, за исключением серы диоксида, мазутной золы и сажи, рассчитывается по формуле:

$$M_i = C_i \cdot L_{\text{огн}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.1)$$

где  $C_i$  – концентрация<sup>1)</sup>  $i$ -го загрязняющего вещества в сухих дымовых газах, определяемая инструментальными методами, мг/м<sup>3</sup>;

$L_{\text{огн}}$  – объемный расход сухих дымовых газов при нормальных условиях, определяемый для печей, оборудованных приборами учета количеств сожженных топлив в соответствии с 6.1.5 или для печей, не оборудованных приборами учета количеств сожженных топлив

---

<sup>1)</sup> Измеренные концентрации азот (II) оксида и азот (IV) оксида пересчитываются на азот (IV) оксид. Коэффициент пересчета азот (II) оксида в азот (IV) оксид 1,533.

в соответствии с 6.1.11 с учетом требований ГОСТ 17.2.4.06 (плотность реальных дымовых газов рассчитывается в соответствии с 6.1.14), м<sup>3</sup>/с.

При невозможности провести определение содержания бенз(а)пирена допустимо при расчетах принимать его концентрацию в дымовых газах согласно [2] равной:

- для газообразного топлива  $C_{\text{б(а)п}} = 7 \cdot 10^{-9}$  г/м<sup>3</sup>;
- для жидкого и комбинированного топлива  $C_{\text{б(а)п}} = 4 \cdot 10^{-8}$  г/м<sup>3</sup>.

6.1.2 Массовый выброс серы диоксида, г/с, рассчитывается по формуле:

$$M_{SO_2} = \left( 2 \cdot \frac{X_S}{100} \cdot B_{\text{ж}} + 1,882 \cdot \frac{Y_{H_2S}}{100} \cdot B_{\text{г}} \right) \cdot 10^3, \quad (6.2)$$

где  $X_S$  – максимальное содержание серы в жидком топливе, определяемое по паспорту физико-химических показателей топлива, % масс.;

$B_{\text{ж}}$  – расход жидкого топлива, определяемый по технологическому регламенту или по приборам учета топлива, кг/с;

2 – коэффициент пересчета массового содержания серы в жидком топливе на диоксид серы;

1,882 – коэффициент пересчета содержания сероводорода на серы диоксид;

$Y_{H_2S}$  – максимальное содержание сероводорода в газообразном топливе, определяемое по паспорту физико-химических показателей топлива, % масс.;

$B_{\text{г}}$  – расход газообразного топлива, определяемый по технологическому регламенту или по приборам учета топлива, кг/с.

Для технологических печей, оборудованных общими приборами учета количества сожженного топлива, дымовые газы от которых поступают в атмосферу через разные источники выброса расходы топлива  $B_{\text{ж}}$  и  $B_{\text{г}}$  определяются в соответствии с формулой (Б.1) Приложения Б.

6.1.3 Массовый выброс мазутной золы в пересчете на ванадий, г/с, рассчитывается по одному из двух вариантов:

а) при наличии данных о содержании ванадия в жидком топливе в соответствии с 6.1.3.1;

б) при отсутствии данных о содержании ванадия в жидком топливе определяется по зольности (только для мазута) в соответствии с 6.1.3.2.

6.1.3.1 Массовый выброс мазутной золы в пересчете на ванадий, при наличии данных о содержании ванадия в жидком топливе,  $M_V$ , г/с, рассчитывается по формуле:

$$M_V = 10 \cdot X_V \cdot B_{\text{ж}} \cdot \left( 1 - \frac{\eta_3}{100} \right), \quad (6.3)$$

где 10 – коэффициент пересчета килограммов в граммы и массовых процентов в массовые доли;

$X_V$  – содержание ванадия в жидком топливе, определяемое по паспорту физико-химических показателей топлива, % масс.;

$B_{Ж}$  – то же, что и формуле (6.2);

$\eta_3$  – паспортная эффективность золоуловителя, %.

6.1.3.2 Массовый выброс мазутной золы в пересчете на ванадий, при отсутствии данных о содержании ванадия в жидком топливе (только для мазута)  $M_V$ , г/с, рассчитывается по приближенной формуле [3]:

$$M_V = 2,222 \cdot X_3 \cdot B_M \cdot \left(1 - \frac{\eta_3}{100}\right), \quad (6.4)$$

где 2,222- эмпирический коэффициент;

$X_3$  – максимальное содержание золы в мазуте, определяемое по паспорту физико-химических показателей топлива, % масс.;

$B_M$  – расход мазута, определяемый по технологическому регламенту или по приборам учета топлива, кг/с;

$\eta_3$  – то же, что и формуле (6.3);

6.1.4 Массовый выброс сажи  $M_C$ , г/с, для жидких топлив, рассчитывается по формуле [3]:

$$M_C = 0,01 \cdot B_{Ж} \cdot \frac{0,02 \cdot Q^r}{32,68} \cdot 10^3, \quad (6.5)$$

где  $B_{Ж}$  – то же, что и формуле (6.2);

$Q^r$  – низшая теплота сгорания жидкого топлива, определяемая по паспорту физико-химических показателей топлива, а при отсутствии показателя в паспорте – для дизельного топлива и дизельных фракций – 42,5, для печного топлива и газойлевых фракций – 42,3, для мазутов и тяжелых остатков – 40,1, МДж/кг;

32,68 – теплота сгорания углерода, МДж/кг.;

0,02 – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %.

6.1.5 Объемный расход сухих дымовых газов при нормальных условиях  $L_{\partial gn}$ , м<sup>3</sup>/с, рассчитывается по формуле:

$$L_{\partial gn} = (\alpha \cdot V_0 + \Delta V) \cdot (B_{Ж} + B_{Г}), \quad (6.6)$$

где  $\alpha$  – коэффициент избытка воздуха для измерительного сечения газохода, определяемый в соответствии с 6.1.6;

$V_0$  – объем воздуха, при нормальных условиях, необходимый для стехиометрического сжигания одного килограмма суммарного топлива (минимальный объем воздуха необходимый для полного сжигания), определяемый в соответствии с 6.1.7, м<sup>3</sup>/кг;

$\Delta V$  – разность между объемами, при нормальных условиях, сухих дымовых газов и воздуха, соответствующих стехиометрическому сжиганию одного килограмма суммарного топлива, определяемая в соответствии с 6.1.8, м<sup>3</sup>/кг;

$V_{ж}, V_{г}$  – то же, что и в формуле (6.2).

6.1.6 Коэффициент избытка воздуха для измерительного сечения газохода  $\alpha$ , рассчитывается по формуле:

$$\alpha = \frac{21}{21 - C_{O_2}}, \quad (6.7)$$

где 21 – среднее содержание кислорода в атмосферном воздухе [8], % об;

$C_{O_2}$  – содержание кислорода в дымовых газах, определенное инструментальными методами, % об.

6.1.7 Объем воздуха, при нормальных условиях, необходимый для стехиометрического сжигания одного килограмма суммарного топлива, м<sup>3</sup>/кг, рассчитывается по формуле:

$$V_0 = \frac{V_{0ж} \cdot B_{ж} + V_{0г} \cdot B_{г}}{B_{ж} + B_{г}}, \quad (6.8)$$

где  $V_{0г}, V_{0ж}$  – объем воздуха, необходимый для стехиометрического сжигания одного килограмма жидкого и газообразного топлива соответственно, определяемые по таблицам А.2-А.3 (приложение А), м<sup>3</sup>/кг, при отсутствии значений  $V_{0г}, V_{0ж}$  в таблицах А.2-А.3 (приложение А) – рассчитывается в соответствии с 6.1.9;

$V_{ж}, V_{г}$  – то же, что и в формуле (6.2).

6.1.8 Разность между объемами сухих дымовых газов и воздуха, при нормальных условиях, соответствующих стехиометрическому сжиганию одного килограмма суммарного топлива  $\Delta V$ , м<sup>3</sup>/кг, рассчитывается по формуле:

$$\Delta V = \frac{\Delta V_{ж} \cdot B_{ж} + \Delta V_{г} \cdot B_{г}}{B_{ж} + B_{г}}, \quad (6.9)$$

где  $\Delta V_{г}, \Delta V_{ж}$  – разность между объемами сухих дымовых газов и воздуха, соответствующих стехиометрическому сжиганию одного килограмма жидкого и газообразного топлива соответственно, определяемая по таблицам А.2-А.3 (приложение А), м<sup>3</sup>/кг, при отсутствии значений  $\Delta V_{г}, \Delta V_{ж}$  в таблицах А.2-А.3 (приложение А) – рассчитывается в соответствии с 6.1.10;

$V_{ж}, V_{г}$  – то же, что и в формуле (6.2).

6.1.9 Объем воздуха, при нормальных условиях, необходимый для стехиометрического сжигания одного килограмма вида топлива, м<sup>3</sup>/кг, не представленный в таблицах А.2-А.3 (приложение А), рассчитывается по формуле:

$$V_{0ж} (V_{0г}) = \frac{\sum_{j=1}^n V_{0j} \cdot X_j^S}{100}, \quad (6.10)$$

где  $V_{0j}$  – объем воздуха, необходимый для стехиометрического сжигания одного килограмма элемента или вещества входящего в состав топлива, определяемый по таблице А.4 (приложение А), м<sup>3</sup>/кг;

$X_j^S$  – содержание химического элемента или вещества в топливе, определяемое в соответствии с 6.1.16, % масс;

$n$  – количество элементов или веществ в топливе.

6.1.10 Разность между объемами сухих дымовых газов и воздуха, соответствующих стехиометрическому сжиганию одного килограмма вида топлива  $\Delta V_{ж}$ , м<sup>3</sup>/кг, не представленная в таблицах А.2-А.3 (приложение А), рассчитывается по формуле:

$$\Delta V_{0ж} (\Delta V_{0г}) = \frac{\sum_{j=1}^n \Delta V_{0j} \cdot X_j^S}{100}, \quad (6.11)$$

где  $\Delta V_j$  – разность между объемами сухих дымовых газов и воздуха, соответствующих стехиометрическому сжиганию одного килограмма элемента или вещества входящего в состав топлива, определяемые по таблице А.4 (приложение А), м<sup>3</sup>/кг;

$X_j^S$ ,  $n$  – то же, что и в формуле (6.10).

6.1.11 Приведение объемного расхода реальных дымовых газов к объемному расходу сухих дымовых газов при нормальных условиях  $L_{0гн}$ , м<sup>3</sup>/с, рассчитывается по формуле:

$$L_{0гн} = L_{pдг}^n \cdot \left(1 - \frac{Y_{H_2O}}{100}\right), \quad (6.12)$$

где  $L_{pдг}^n$  – расход реальных дымовых газов, приведенный к нормальным условиям, определяемый инструментальными методами в соответствии с ГОСТ 17.2.4.06, м<sup>3</sup>/с;

$Y_{H_2O}$  – содержание водяных паров в реальных дымовых газах, определяемое в соответствии с 6.1.12, % об.

6.1.12 Содержание водяных паров в реальных дымовых газах  $Y_{H_2O}$ , % об, рассчитывается по формуле:

$$Y_{H_2O} = \frac{Y_{H_2O}^ж \cdot B_{ж} + Y_{H_2O}^г \cdot B_{г}}{B_{ж} + B_{г}}, \quad (6.13)$$

где  $Y_{H_2O}^{\mathcal{K}}$  – содержание водяных паров в реальных дымовых газах при сжигании жидкого топлива, определяемое в соответствии с 6.1.13, % об.;

$Y_{H_2O}^{\Gamma}$  – содержание водяных паров в реальных дымовых газах при сжигании газообразного топлива, определяемое в соответствии с 6.1.13, % об.;

$B_{\mathcal{K}}, B_{\Gamma}$  – то же, что и в формуле (6.2).

6.1.13 Содержание водяных паров в реальных дымовых газах при сжигании жидкого (газообразного) топлива  $Y_{H_2O}^{\mathcal{K}}$  ( $Y_{H_2O}^{\Gamma}$ ), % об., рассчитывается по одному из двух вариантов:

а) для сжигаемого топлива, представленного в таблице А.5 (приложение А), в соответствии с 6.1.13.1;

б) для сжигаемого топлива, не представленного в таблице А.5 (приложение А), в соответствии с 6.1.13.2.

6.1.13.1 Содержание водяных паров в реальных дымовых газах при сжигании жидкого (газообразного) топлива, представленного в таблице А.5 (приложение А)  $Y_{H_2O}^{\mathcal{K}}$  ( $Y_{H_2O}^{\Gamma}$ ), % об., рассчитывается по формуле:

$$Y_{H_2O}^{\mathcal{K}} (Y_{H_2O}^{\Gamma}) = Y_{H_2O}^0 \cdot \frac{1}{1 + \alpha}, \quad (6.14)$$

где  $Y_{H_2O}^0$  – содержание водяных паров в реальных дымовых газах при сжигании углеводородного топлива (при  $\alpha = 1$ ), определяемое по таблице А.5 (приложение А), % об.;

$\alpha$  – то же, что и в формуле (6.6).

6.1.13.2 Содержание водяных паров в реальных дымовых газах при сжигании углеводородного топлива (при  $\alpha = 1$ )  $Y_{H_2O}^0$ , % об., для топлив, не представленных в таблице А.5 (приложение А), рассчитывается, исходя из материального баланса реакции полного сгорания топлива, по формуле:

$$Y_{H_2O}^0 = \frac{126 \cdot X_H^S}{100 + 2,63 \cdot X_H^S}, \quad (6.15)$$

где 126, 100, 2,63 – коэффициенты стехиометрического сгорания углеводородного топлива;

$X_H^S$  – содержание элементарного водорода в топливе, определяемое в соответствии с 6.1.16, % масс.

6.1.14 Плотность реальных дымовых газов  $\rho_{\text{pdg}}^H$ , кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{pdg}}^H = \frac{\rho_{\text{pdg}}^{\mathcal{K}} \cdot B_{\mathcal{K}} + \rho_{\text{pdg}}^{\Gamma} \cdot B_{\Gamma}}{B_{\mathcal{K}} + B_{\Gamma}}, \quad (6.16)$$

где  $\rho_{\text{pdg}}^{\mathcal{K}}$  – плотность дымовых газов при сжигании жидкого топлива, определяемая в соответствии с 6.1.15, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{pдг}^Г$  – плотность дымовых газов при сжигании газообразного топлива, определяемая в соответствии с 6.1.15, кг/м<sup>3</sup>;

$B_{ж}$ ,  $B_{Г}$  – то же, что и в формуле (6.2).

6.1.15 Плотность дымовых газов при сжигании жидкого (газообразного) топлива  $\rho_{pдг}^{Ж}$  ( $\rho_{pдг}^Г$ ), кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по одному из двух вариантов:

а) для сжигаемого топлива, представленного в таблице А.5 (приложение А), в соответствии с 6.1.15.1;

б) по составу сжигаемого топлива в соответствии с 6.1.15.2;

6.1.15.1 Плотность дымовых газов при сжигании жидкого (газообразного) топлива  $\rho_{pдг}^{Ж}$  ( $\rho_{pдг}^Г$ ), кг/м<sup>3</sup>, при нормальных условиях, рассчитывается по формуле:

$$\rho_{pдг}^H = \frac{\rho_0 + (1 - \alpha) \cdot 1,2875}{\alpha}, \quad (6.17)$$

где  $\rho_0$  – плотность дымовых газов при сжигании жидкого (газообразного) топлива при  $\alpha = 1$ , определяемая по таблице А.5 (приложение А), кг/м<sup>3</sup>;

$\alpha$  – то же, что и в формуле (6.6);

1,2875 – плотность воздуха при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

6.1.15.2 Плотность дымовых газов при сжигании жидкого (газообразного) топлива  $\rho_{pдг}^{Ж}$  ( $\rho_{pдг}^Г$ ), кг/м<sup>3</sup>, при нормальных условиях, рассчитывается по формуле:

$$\rho_{pдг}^{Ж} (\rho_{pдг}^Г) = \frac{\sum_{j=1}^n \rho_{0j}^S \cdot \frac{X_j^S}{100} + (1 - \alpha) \cdot 1,2875}{\alpha}, \quad (6.18)$$

где  $\rho_{0j}^S$  – плотность дымовых газов при сжигании j-го химического элемента жидкого (газообразного) топлива при  $\alpha=1$ , определяемая по таблице А.6 (приложение А), кг/м<sup>3</sup>;

$\alpha$  – то же, что и в формуле (6.6).

$X_j^S$  – содержание j-го химического элемента, определяемое в соответствии с 6.1.16, % масс.;

n – количество элементов в топливе;

1,2875 – то же, что и в формуле (6.17).

6.1.16 Содержание j-го химического элемента при совместном сжигании газообразного и жидкого топлив  $X_j^S$ , % масс., рассчитывается по формуле:

$$X_j^S = \frac{X^{SЖ} j \cdot B_{ж} + Y^{SГ} j \cdot B_{Г}}{B_{ж} + B_{Г}}, \quad (6.19)$$

где  $Y^{SГ} j$  – содержание j-го химического элемента в газообразном топливе, определяемое в соответствии с 6.1.17, % масс.;

$X^{SЖ}_j$  – содержание  $j$ -го химического элемента в жидком топливе, определяемое в соответствии с 6.1.18, % масс.;

$V_{ж}, V_{Г}$  – то же, что и в формуле (6.2).

6.1.17 Содержание  $j$ -го химического элемента в газообразном топливе  $Y^{SГ}_j$ , % масс., рассчитывается по формуле:

$$Y_j^{SГ} = \sum_{k=1}^n Y_k \cdot Y_{jk}^Г \cdot 10^{-2}, \quad (6.20)$$

где  $Y_k$  – содержание  $k$ -го компонента в газообразном топливе, определяемое инструментальными методами или по паспорту физико-химических показателей топлива, % масс.;

$Y_{jk}^Г$  – содержание  $j$ -го определяемого химического элемента в каждом  $k$ -ом компоненте газообразного топлива, определяемое в соответствии с 6.1.19, % масс.;

$n$  – количество компонентов в газообразном топливе.

6.1.18 Содержание химического элемента в жидком топливе определяется для следующих химических элементов:

а) для содержания водорода в жидком топливе в соответствии с 6.1.18.1;

б) для содержания углерода в жидком топливе в соответствии с 6.1.18.2.

6.1.18.1 Содержание элементарного водорода в жидком топливе  $X^{SЖ}_H$ , % масс., рассчитывается по формуле [2]:

$$X_H^{SЖ} = 26 - 15 \cdot (\rho_4^{20} + 5 \cdot (0,001828 - 0,00132 \cdot \rho_4^{20})), \quad (6.21)$$

где  $\rho_4^{20}$  – плотность жидкого (газообразного) топлива, определяемая по паспорту физико-химических показателей топлива.

6.1.18.2 Содержание углерода в жидком топливе, % масс., рассчитывается по формуле:

$$X_C^{SЖ} = 100 - (X_H^{SЖ} + X_S^{SЖ} + X_W^{SЖ} + X_M^{SЖ}), \quad (6.22)$$

где  $X_H^{SЖ}$  – то же, что и в формуле (6.21);

$X_S^{SЖ}$  – содержание серы в жидком топливе, определяемое по паспорту физико-химических показателей топлива, % масс.;

$X_W^{SЖ}$  – содержание воды в жидком топливе, определяемое по паспорту физико-химических показателей топлива, % масс.;

$X_M^{SЖ}$  – содержание минеральной части (зола и механические примеси) в жидком топливе, определяемое по паспорту физико-химических показателей топлива, % масс.

6.1.19 Содержание  $j$ -го определяемого химического элемента в каждом  $k$ -ом компоненте газообразного топлива  $Y_{jk}^Г$ , % масс., рассчитывается по формуле:

$$Y_{jk}^{\Gamma} = \frac{A_j \cdot n}{m_k} \cdot 100, \quad (6.23)$$

где  $A_j$  – атомная масса элемента;

$n$  – количество атомов в молекуле;

$m_k$  – молекулярная масса  $k$ -го компонента газообразного топлива, определяемая по таблице А.1 (приложение А).

## 6.2 Определение максимальных и валовых выбросов на основе результатов, полученных инструментально-расчетными методами

6.2.1. В качестве максимального выброса  $i$ -того загрязняющего вещества  $M_{\text{Max}}$  (г/с) – принимается наибольшее среднее значение из средних значений при работе на разных режимах, определенных в соответствии с п.6.1. из множества результатов расчета массового выброса данного вещества.

При разработке норматива предельно допустимого выброса допустимость величины максимального выброса  $i$ -того загрязняющего вещества  $M_{\text{Max}}$  определяется по действующим критериям качества атмосферного воздуха населенных мест с учетом фонового загрязнения и (или) на основе сводных расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по методикам, рекомендованным к применению в установленном порядке.

6.2.2 Валовой фактический выброс  $i$ -того загрязняющего вещества  $G_i$ , т/год (т/период) рассчитывается по формуле:

$$G_i = \sum_{t=1}^{\nu} \overline{M}_{it} \cdot \tau_t \cdot 3,6 \cdot 10^{-3}, \quad (6.24)$$

где  $\overline{M}_{it}$  – массовый выброс  $i$ -того загрязняющего вещества в  $t$ -ом режиме работы печи, определённый в соответствии с п.6.1 на основе серии инструментальных измерений;

$\tau_t$  – фактическая продолжительность  $t$ -ого режима работы печи в течение периода (месяц, квартал, год), за который рассчитываются выбросы, час/год, (час/период);

$\nu$  – количество режимов работы печи за период;

$3,6 \cdot 10^{-3}$  коэффициент, обусловленный преобразованием единиц измерения в формуле, (часов в секунды и граммов в тонны).

6.2.3 Валовой выброс  $i$ -того загрязняющего вещества  $G_{\text{Max}}$ , т/год (т/период) для целей разработки проекта нормативов ПДВ (ВСВ), с учётом одного или нескольких режимов работы, дающих наибольший выброс, рассчитывается по формуле:

$$G_{Max} = \sum_{p=1}^r \overline{M}_{ip} \cdot \tau_p \cdot 3,6 \cdot 10^{-3}, \quad (6.25)$$

где  $\overline{M}_{ip}$  – массовый выброс  $i$ -того загрязняющего вещества в  $p$ -ом - выбранном режиме работы, определённый в соответствии с п.6.1 на основе серии инструментальных измерений соответствующего режима.

$\tau_p$  – прогнозная продолжительность  $p$ -ого режима работы печи в течение периода, за который рассчитываются выбросы, час/год, (час/период);

$r$  – количество режимов работы печи, учитываемых для расчёта разрешённого выброса.

Для расчёта валового выброса допустимо учитывать один или несколько наихудших режимов работы установки – дающих наибольший выброс загрязняющих веществ, допустимый по критериям качества атмосферного воздуха с учетом фонового загрязнения атмосферы. Продолжительность выбранных режимов допускается устанавливать по планируемым технологическим показателям времени работы на каждом выбранном режиме.

## 7. Примеры расчета

### 7.1 Пример расчета выбросов от технологической печи установки каталитического крекинга.

#### Исходные данные.

В качестве топлива используются углеводородный газ и мазут. Золоуловитель в печи отсутствует. Штатно печь работает в одном технологическом режиме.

Период работы печи 8280 часов в год.

#### Топливо.

Углеводородный технологический газ

Расход.

0,59 кг/сек (2124 кг/час)

Состав.

Компонент	Содержание, % масс	$V_0$ , м <sup>3</sup> /кг	$\Delta V$ , м <sup>3</sup> /кг
метан	20	13,2925	-1,4
этан	10	12,412	-1,12
пропан	22	12,0928	-1,0182
н-бутан и изобутан	25	11,9262	-0,9655
н-пентан и его изомеры	10	11,825	-0,9333
н-гексан и его изомеры	7,8	11,7567	-0,9116
водород	5	26,5	-5,6
кислород	0	3,33	0,7
азот	0	0	0
сероводород	0,2	4,9629	-0,3294

Мазут  
 Содержание:  
 серы 1 % масс.  
 золы 0,1 % масс.  
 Плотность  $\rho = 0,92 \text{ т/м}^3$   
 Расход.  
 0,042 кг/сек (151,8 кг/час)

### Дымовые газы

По результатам проведенных измерений содержание кислорода в сухих дымовых газах составляет 6,6 %-объемных (среднее значение серии из трех измерений).

Температура дымовых газов в измерительном сечении 480 °С

Измеренное в измерительном сечении содержание загрязняющих веществ в сухих дымовых газах, приведенное к нормальным условиям составляет, мг/м<sup>3</sup>

Компонент	Результаты измерений, мг/м <sup>3</sup>				
	1	2	3	Максимальное	Среднее
СО	3,5	3,3	3,8	3,8	3,5
NO <sub>x</sub> (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	140	145	142	145	142,3
Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> –C <sub>5</sub>	6,2	6,0	6,1	6,2	6,1

### Расчет выбросов

Исходя из вышеприведенного состава газа, определяем по формуле (6.10) объем воздуха, необходимый для стехиометрического сжигания одного его килограмма

$$V_{0Г} = 12,976 \text{ м}^3/\text{кг}$$

По формуле (6.11) находим разность между объемами сухих дымовых газов и воздуха, соответствующих стехиометрическому сжиганию одного килограмма газа.

$$\Delta V_{Г} = -1,302 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Мазут

Согласно таблице А.2 Приложения А по плотности мазута находим

$$V_{0Ж} = 11,1236 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$\Delta V_{Ж} = -0,6804 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Для сжигаемой в печи топливной смеси из углеводородного газа и мазута по формуле (6.8) находим объем воздуха, необходимый для стехиометрического сжигания одного килограмма суммарного топлива  $V_0$ :

$$V_0 = 12,853 \text{ м}^3/\text{кг}$$

По формуле (6.9) находим разность между объемами сухих дымовых газов и воздуха, соответствующих стехиометрическому сжиганию одного килограмма суммарного топлива  $\Delta V$ :

$$\Delta V = -1,2611 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

На основе инструментальных измерений содержания кислорода в дымовых газах по формуле (6.7) определяем коэффициент избытка воздуха  $\alpha$ .

$$\alpha = 1,46$$

Определяем по формуле (6.6) объемный расход сухих дымовых газов при нормальных условиях  $L_{дгн,н}$ .

$$L_{дгн,н} = 11,06 \text{ м}^3/\text{с}$$

При температуре 480 °С (753,15 К) объемный расход сухих дымовых газов составит:

$$L_{O_2} = 11,06 \cdot 753,15/273,15 = 30,495 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчет максимальных выбросов по формуле (6.1)

$$M_{CO} = 3,8 \cdot 11,06 = 0,042 \text{ г/с.}$$

$$M_{NOx} = 145 \cdot 11,06 = 1,60 \text{ г/с.}$$

В том числе

$$M_{NO_2} = 0,8 \cdot 1,60 = 1,28 \text{ г/с}$$

$$M_{NO} = 0,2 \cdot 1,60/1,533 = 0,209 \text{ г/с}$$

$$M_{\Sigma C_1-C_5} = 6,2 \cdot 11,06 = 0,0686 \text{ г/с}$$

*Примечание*

При необходимости отдельного учета выбросов метана его содержание в смеси выбрасываемых от недожога предельных углеводородов  $C_1-C_5$  допустимо принять равным его содержанию в смеси предельных углеводородов  $C_1-C_5$ , присутствующих в составе сжигаемого топлива, в данном случае 23 % масс. Тогда выбросы метана от недожога составят 0,0158 г/с, а смеси предельных углеводородов  $C_1-C_5$  без метана 0,0528 г/с.

По формуле (6.2), на основе содержания серы и сероводорода в газообразном и жидком топливе рассчитываем массовый выброс серы диоксида.

$$M_{SO_2} = 3,06 \text{ г/с}$$

Выброс мазутной золы в пересчете на основе золосодержания мазута (0,1 % масс.) по формуле (6.3):

$$M_V = 0,0093 \text{ г/с.}$$

Выбросы сажи  $M_C$ , г/с, для жидких топлив, по формуле (6.5) составит

$$M_C = 0,0103 \text{ г/с.}$$

Поскольку измерение содержания бенз(а)пирена в дымовых газах не проводилось, то согласно п. 6.1.1 принимаем его концентрацию в сухих дымовых газах равной усредненной концентрации для газов, образующихся при сжигании комбинированного топлива  $C_{б(а)п} = 4 \cdot 10^{-8} \text{ г/м}^3$ .

Тогда по формуле (6.1) выброс бенз(а)пирена составит

$$M_{б(а)п} = 4 \cdot 10^{-8} \cdot 11,06 = 5,3 \cdot 10^{-7} \text{ г/с.}$$

Расчет валовых выбросов.

По формуле (6.24) валовые выбросы составят

$$G_{CO} = 0,0391 \cdot 8280 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} = 1,165 \text{ т/год.}$$

$$G_{NOx} = 1,57 \cdot 8280 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} = 46,935 \text{ т/год.}$$

в т.ч.

$$G_{NO_2} = 46,935 \cdot 0,8 = 37,548 \text{ т/год}$$

$$G_{NO} = 46,935 \cdot 0,2 / 1,533 = 6,123 \text{ т/год}$$

$$G_{\Sigma C_1-C_5} = 0,0675 \cdot 8280 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} = 2,011 \text{ т/год}$$

В том числе 0,462 т/год метана и 1,549 т/год смеси предельных углеводородов  $C_1-C_5$  без метана.

$$G_{\text{SO}_2} = 3,06 \cdot 8280 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} = 91,23 \text{ т/год.}$$

$$G_V = 0,0093 \cdot 8280 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} = 0,278 \text{ т/год.}$$

$$G_C = 0,0103 \cdot 8280 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} = 0,307 \text{ т/год.}$$

$$G_{\text{б(а)п}} = 5,3 \cdot 10^{-7} \cdot 8280 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} = 1,58 \cdot 10^{-5} \text{ т/год}$$

### Список использованных источников

1. PAC, 1990, 62, 2167 (Glossary of atmospheric chemistry terms (Recommendations 1990)), page 2217 // UPAC Compendium of Chemical Terminology, Electronic version
2. Методика расчетно-экспериментального определения выбросов загрязняющих веществ от трубчатых нагревательных печей. АОО "Кубаньэко", КПНУ треста "Оргнефтехимзаводы", Краснодар, 1996.
3. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98. М, 1998.
4. Справочник химика. Т.1. Л.: «Химия», 1963.
5. Краткий справочник по химии. Киев.: «Наукова думка», 1991.
6. Гуревич И.Л., Смидович Е.В., Черножуков Н.И. Технология переработки нефти и газа. В 3 частях, М.: «Химия», 1972-1980.
7. Горелочные устройства промышленных печей и топок (конструкции и технические характеристики) Справочник /А А. Виктовкин, М.Г. Ладытичев, В.Л. Гусоекин, Т.В, Калинова. М.: "Интернет Инжиниринг", 1999.
8. Рабинович В. А., Хавин З. Я. Краткий химический справочник. Изд. 2-е, испр. Л.: «Химия», 1978.

## Приложение А

### (справочное)

Физико-химические свойства некоторых газов, жидкостей, топлив

Таблица А.1 – Физико-химические свойства некоторых газов и жидкостей, согласно [4] и [5]

Вещество или техническая смесь	Формула	Температура кипения, °С	Относительная плотность жидкости, $d^{20/4}$	Молекулярная масса
Пентен (Амилен)	$C_5H_{10}$	30,2	0,641	70,14
Аммиак	$NH_3$	-33,35	-	17,03
Ацетон	$C_3H_6O$	56,24	0,791	58,08
Бензол	$C_6H_6$	80,1	0,879	78,11
Бутан	$C_4H_{10}$	-0,5	-	58,12
Бутилен	$C_4H_8$	-6,3	-	56,11
Гексан	$C_6H_{14}$	68,7	0,660	86,18
Гептан	$C_7H_{16}$	98,4	0,684	100,21
Диэтиленгликоль	$C_4H_{10}O_3$	244,33	1,118	105,12
Изооктан	$C_8H_{18}$	93,3	0,692	114,24
Изопропилбензол	$C_9H_{12}$	152,5	0,862	120,20
Метан	$CH_4$	-161,4	-	16,04
м-Ксилол	$C_8H_{10}$	139,1	0,864	106,17
о-Ксилол	$C_8H_{10}$	144,4	0,880	106,17
п-Ксилол	$C_8H_{10}$	138,35	0,861	106,17
Метилэтилкетон	$C_4H_8O$	79,6	0,805	72,1
Пентан	$C_5H_{12}$	36,1	0,626	72,15
Пропан	$C_3H_8$	-42,3	-	44,1
Пропилен	$C_3H_6$	-47,8	-	42,08
Сернистый ангидрид	$SO_2$	-10,1	-	64,06
Сероводород	$H_2S$	-60,8	-	34,08
Спирт метиловый	$CH_4O$	64,7	0,793	32,04
Спирт этиловый	$C_2H_6O$	78,37	0,789	46,07
Толуол	$C_7H_8$	110,6	0,867	92,14
Уксусная кислота	$C_2H_4O_2$	118,1	1,049	60,05
Фенол	$C_6H_6O$	182	-	94,11
Формальдегид	$CH_2O$	-21	-	30,03
Фурфурол	$C_5H_4O_2$	161,7	1,159	96,09
Хлор	$Cl_2$	-33,6	-	70,906
Хлористый водород	$HCl$	-85,1	-	36,46
Цетан	$C_{16}H_{34}$	287,5	0,773	226,45
Этан	$C_2H_6$	-88,6	-	30,1
Этилбензол	$C_8H_{10}$	136,2	0,867	106,17
Этилен	$C_2H_4$	-103,7	-	28,05
Этиленгликоль	$C_2H_6O_2$	197,2	1,1155	62,07

Таблица А.2 – Характеристика некоторых видов жидких топлив

Наименование топлива	Стандартная плотность в пересчете на безводный продукт, т/м <sup>3</sup>	V <sub>ож</sub> <sup>1)</sup> при (н.у), м <sup>3</sup> /кг	ΔV <sub>ж</sub> <sup>2)</sup> при (н.у), м <sup>3</sup> /кг
Тяжелые нефтяные топлива (мазуты, масляные фракции, вакуумный газойль, печные, гудроны)	1,100	10,6518	-0,5303
	1,090	10,6782	-0,5387
	1,080	10,7046	-0,5471
	1,070	10,7282	-0,5550
	1,060	10,7557	-0,5634
	1,050	10,7821	-0,5718
	1,040	10,8076	-0,5802
	1,030	10,8348	-0,5886
	1,020	10,8613	-0,5970
	1,010	10,8878	-0,6054
	1,000	10,9141	-0,6138
	0,990	10,9406	-0,6222
	0,980	10,9934	-0,6306
	0,970	11,0170	-0,6390
	0,960	11,0180	-0,6468
	0,950	11,0445	-0,6552
	0,940	11,0708	-0,6636
	0,930	11,0973	-0,6720
	0,920	11,1236	-0,6804
	0,910	11,1501	-0,6888
0,900	11,1765	-0,6972	
0,890	11,2025	-0,7056	
0,880	11,2294	-0,7140	
0,870	11,2558	-0,7224	
0,860	11,2804	-0,7302	
Легкие нефтяные топлива (бензиновые, дизельные фракции, керосины)	0,860	11,2187	-0,7302
	0,850	11,2451	-0,7386
	0,840	11,2546	-0,7414
	0,830	11,2982	-0,7554
	0,820	11,3244	-0,7638
	0,810	11,3508	-0,7722
	0,800	11,3772	-0,7806
	0,790	11,4037	-0,789
	0,780	11,4301	-0,7974
	0,770	11,4565	-0,8058
	0,760	11,4487	-0,8142
	0,750	11,5058	-0,8221

<sup>1)</sup> Значения V<sub>ож</sub> рассчитаны по формуле:

$$V_{ож} = \frac{8,89 \cdot X_C^S + 26,5 \cdot (100 - X_C^S)}{100},$$

как максимальное при содержании углерода в топливе X<sub>С</sub><sup>S</sup>, значения X<sub>С</sub><sup>S</sup> определены по графической зависимости состава топлив от их плотности, согласно [6].

<sup>2)</sup> Значение ΔV<sub>ж</sub> рассчитаны по формуле (6.11), а значение X<sub>Н</sub><sup>S</sup> для расчета ΔV<sub>ж</sub> по формуле (6.21).

Таблица А.3 – Характеристика газообразного топлива<sup>1)</sup>

Наименование топлива	$V_{0Г}$ при (н.у), м <sup>3</sup> /кг	$\Delta V_{Г}$ при (н.у), м <sup>3</sup> /кг
Природный газ	13,0653	-1,3714

Таблица А.4 – Характеристика компонентов топлив<sup>2)</sup>

Наименование компонента	$V_{0j}$ при (н.у), м <sup>3</sup> /кг	$\Delta V_j$ при (н.у), м <sup>3</sup> /кг
Элементы		
Водород	26,5000	-5,6000
Азот	0,0000	0,0000
Кислород	-3,3300	0,7000
Углерод	8,8900	0,0000
Сера	3,3300	0,0000
Вещества		
Аммиак	4,6765	-0,9882
Углерода диоксид	0,0000	0,0000
Углерода оксид	1,9071	0,4000
Сероводород	4,9629	-0,3294
Формальдегид	3,4867	0,0000
Метан	13,2925	-1,4000
Метанол	4,8687	-0,3500
Этилен	11,4069	-0,8000
Этан	12,4120	-1,1200
Ацетилен	9,4341	-0,0431
Уксусная кислота	3,5467	0,0000
Метилацетилен	10,6510	-0,5600
Пропилен	11,4042	-0,7997
Пропан	12,0928	-1,0182
Ацетон	7,3407	-0,3864
Пропанол	7,9793	-0,5599
Глицерин	4,0456	-0,1218
Бутадиин (Диацетилен)	9,5944	-0,2240
Бутадиен	10,8465	-0,6222
Циклобутен	10,8465	-0,6222
Бутен	11,4057	-0,7999
Бутанол	8,1311	-0,4666
Этилацетат	6,6527	-0,3818
Бутан	11,9262	-0,9655
Фурфурол	6,6575	-0,2333
Пентин	10,9617	-0,7724
Пентен (Амилен)	11,4057	-0,8000
Циклопентан	11,4057	-0,8000
Пентан	11,8250	-0,9333
Бензол	10,2447	-0,4308
Фенол	7,9341	-0,2383
Гексан	11,7567	-0,9116
Толуол	10,4212	-0,4869
Ксилол	11,5566	-0,5283
Этилбензол	11,5566	-0,5283

<sup>1)</sup> Значения  $V_{Г}$  и  $\Delta V_{Г}$  получены по формулам (6.10) и (6.11), для природного газа с содержанием метана 98%.

<sup>2)</sup> Значения  $V_{0j}$  и  $\Delta V_j$  для химических элементов получены по материальному балансу на основе стехиометрического уравнения реакции их горения (окисления кислородом воздуха), для химических веществ рассчитаны по формулам (6.10) и (6.11), соответственно.

Таблица А.5 – Значения при  $\rho_0$ ,  $Y_{H_2O}^0$  при  $\alpha = 1^1)$

Наименование топлива	Стандартная плотность топлива, т/м <sup>3</sup>	Тип распыления	$\rho_0$ при (н.у), кг/м <sup>3</sup> , при $\alpha = 1$	$Y_{H_2O}^0$ при (н.у), кг/м <sup>3</sup> , при $\alpha = 1$	
Тяжелые нефтяные топлива (мазуты, масляные фракции, вакуумный газойль, печные, гудроны)	1,10÷1,01	Распыление водяным паром	1,305	11,4560	
		Механическое распыление	1,316	9,5854	
	1,00÷0,95	Распыление водяным паром	1,302	12,5368	
		Механическое распыление	1,313	10,7211	
	0,94÷0,90	Распыление водяным паром	1,286	13,0601	
		Механическое распыление	1,308	11,2943	
	0,89÷0,86	Распыление водяным паром	1,293	13,5557	
		Механическое распыление	1,303	12,3136	
	Легкие нефтяные топлива (бензиновые, дизельные фракции, керосины)	0,86	-	1,292	12,2263
		0,83	-	1,290	12,5348
		0,80	-	1,287	12,8417
		0,78	-	1,285	13,0433
0,75		-	1,283	13,3364	
Природный газ	-	-	1,238	18,9988	

Таблица А.6 – Значения при  $\rho_{oj}^S$  при  $\alpha = 1^2)$

Наименование элемента, входящего в состав топлива	$\rho_{oj}^S$ при (н.у), кг/м <sup>3</sup> , при $\alpha = 1$
Водород	1,094
Углерод	1,400
Сера	1,587

<sup>1)</sup> Значения  $\rho_0$  и  $Y_{H_2O}^0$  рассчитаны на основе значений  $V_{0Ж}$  и  $\Delta V_{Ж}$  из таблицы А-2, усредненного состава атмосферного воздуха [8] и удельного расхода водяного пара на распыление, кг/кг, принятого по [7].

<sup>2)</sup> Значения  $\rho_{oj}^S$  рассчитаны для горения элемента топлива в кислороде воздуха по формуле:

$$\rho_{oj}^S = \frac{0,79 \cdot \rho_{0N_2} + \frac{2 \cdot 0,21}{n} \cdot \rho_{0H_2O(CO_2;H_2O)}}{0,79 + \frac{2 \cdot 0,21}{n}}$$

где: n –валентность элемента по отношению к кислороду ( для водорода n = 1, для углерода и серы n = 2).

## Приложение Б

### (справочное)

Рекомендации по определению расхода топлива на отдельную печь для случая, когда у нескольких печей имеются общие приборы учета расхода топлива и индивидуальные для каждой печи источники выброса дымовых газов.

Расход жидкого (газообразного) топлива на отдельную печь для случая, когда у нескольких печей имеются общие приборы учета расхода топлива и индивидуальные для каждой печи источники выброса дымовых газов  $B_{Ж} (B_{Г})$ , кг/с, может быть определен по формуле:

$$B_{Ж} (B_{Г}) = B_{\Sigma Ж} (B_{\Sigma Г}) \cdot \frac{\sum_{r=1}^R Q_r^h}{\sum_{l=1}^L Q_l^h} \quad (\text{Б.1})$$

где  $B_{\Sigma Ж} (B_{\Sigma Г})$  – общий расход жидкого (газообразного) топлива на технологические печи, оснащенные общим прибором учета количества сожженных топлив, кг/с;

$Q_r^h$  – тепловая мощность горелки  $r$ , из числа горелок, работающих на отдельной печи, кВт;

$Q_l^h$  – тепловая мощность горелки  $l$ , из числа горелок, работающих на отдельной печи, оснащенных общими приборами учета расхода топлива, кВт;

$R$  – общее количество горелок, работающих на печи, на которую определяется расход топлива;

$L$  – общее количество горелок, работающих на всех печах, оснащенных общими приборами учета расхода топлива.