

**ДОНБАССКАЯ НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ
СТРОИТЕЛЬСТВА И АРХИТЕКТУРЫ**

На правах рукописи

ОСТАПЕНКО Дмитрий Валериевич

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЖАРОТРУБНОГО ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА ЗА СЧЕТ УЛУЧШЕНИЯ КОНВЕКТИВНОГО ТЕПЛООБМЕНА

05.23.03 – теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование воздуха,
газоснабжение и освещение

Диссертация на соискание научной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Лукьянов Александр Васильевич
доктор технических наук,
профессор

Идентичность всех экземпляров заверяю:
Ученый секретарь диссертационного совета
Д 01.005.01, к.т.н., доцент  Удовниченко З.В.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 4 |
| Раздел 1 Оценка возможности применения жаротрубных теплогенераторов малой мощности для локальных систем теплоснабжения | 10 |
| 1.1 Оценка состояния систем теплоснабжения | 10 |
| 1.1.1 Централизованная и децентрализованная системы теплоснабжения, достоинства и недостатки | 11 |
| 1.1.2 Децентрализация как способ оптимизации системы теплоснабжения | 16 |
| 1.2 Конструктивные особенности жаротрубных теплогенераторов малой мощности | 18 |
| 1.3 Выбор направлений и постановка задач исследований | 28 |
| Раздел 2 Исследования теплообменных и аэродинамических процессов в газоходах жаротрубных теплогенераторов | 30 |
| 2.1 Конвективный теплообмен в турбулентном потоке | 30 |
| 2.2 Модель движения твердых частиц в газоходах котлов | 46 |
| Выводы по Разделу 2 | 59 |
| Раздел 3 Экспериментальные исследования эффективности конвективного теплообмена в жаротрубных теплогенераторах | 60 |
| 3.1 Объект и принципиальная блок-схема исследований | 60 |
| 3.2 Экспериментальная установка для определения тепловых и аэродинамических характеристик течения продуктов сгорания в конвективных трубках | 62 |
| 3.3 Контрольно-измерительная аппаратура и погрешность измерения параметров | 65 |
| 3.4 Методика обработки экспериментальных данных и проверка адекватности | 68 |

| | |
|--|-----|
| 3.5 Результаты экспериментальных исследований повышения эффективности конвективного теплообмена | 77 |
| 3.6 Теплообмен в конвективных трубах с турбулизатором потока | 86 |
| Выводы по Разделу 3 | 94 |
| Раздел 4 Исследование загрязнения приземного слоя атмосферы дымовыми газами от локальных источников теплоснабжения | 95 |
| 4.1 Распространение загрязнений в атмосфере | 95 |
| 4.2 Методика и результаты расчета величины вредных выбросов в атмосферу | 98 |
| 4.3 Изучение рассеивания вредных выбросов в приземном слое атмосферы | 99 |
| 4.2.1 Методика расчета | 99 |
| 4.2.2 Построение и анализ карт-схем загрязнения приземного слоя | 110 |
| Выводы по Разделу 4 | 116 |
| Раздел 5 Техничко-экономическое обоснование реализации научно-технических разработок | 118 |
| 5.1 Практическая реализация результатов работы | 118 |
| 5.2 Техничко-экономическое обоснование создания конвективных труб с турбулизаторами | 125 |
| Выводы по Разделу 5 | 128 |
| Основные выводы | 130 |
| Список использованной литературы | 132 |
| Приложение А | |
| Приложение Б | |
| Приложение В | |
| Приложение Г | |
| Приложение Д | |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность.

В настоящее время теплоснабжение около 80% городского фонда Украины осуществляется от централизованных источников. Оборудование котельных централизованных систем теплоснабжения давно морально и физически устарело, а тепловые сети являются самым ненадежным ее элементом, на который приходится примерно 85% отказов по системе в целом. В условиях непрерывного роста цен на топливо, электрическую энергию, воду и материальные ресурсы, эксплуатация таких систем является расточительством. К недостаткам существующих централизованных источников тепла можно отнести также то, что они проектировались без возможности снижения выбросов в окружающую среду.

Одним из направлений снижения энергозатрат и улучшения экологической составляющей работы тепловых предприятий является техническое совершенствование систем теплоснабжения. Среди способов реализации данной проблемы является переход от централизованных источников теплоснабжения к децентрализованным с локальным производством и распределением теплоты. Это позволит эффективно решать задачи отопления и горячего водоснабжения с экономией энергии.

В качестве теплогенераторов локальных источников теплоснабжения наиболее целесообразно использовать жаротрубные теплогенераторы малой мощности от 0,5 до 3,0 МВт. На сегодня наибольшее распространение получили теплогенераторы зарубежного производства, однако отечественные теплогенераторы обладают не худшими характеристиками и при их совершенствовании могут составить достойную конкуренцию зарубежным аналогам.

В теплогенераторах данного типа теплота на 70% отдается излучением и на 30% конвекцией. Из-за довольно высоких температур уходящих газов (160-200°C) актуальным вопросом является совершенствование конвективной части

жаротрубных теплогенераторов малой мощности отечественного производства, что позволит улучшить их энергетические и экологические характеристики.

Все вышеизложенное определяет актуальность темы диссертационной работы.

Связь работы с научными программами, планами, темами.

Основные исследования теоретического и прикладного характера выполнялись в соответствии с Законом Украины “Об энергосбережении”, Комплексной государственной программой энергосбережения Украины, Программой энергосбережения в жилищно-коммунальном строительстве, приоритетными направлениями развития науки и техники в Украине “Экологически чистая энергетика и энергосберегающие технологии”, Программой научно-технического развития Донецкой области на период до 2020 г. “Донбасс-2020”.

Исследования выполнялись в пределах госбюджетных научно-исследовательских тем Министерства образования и науки Украины, в которых автор был исполнителем: Д-2-3-03 “Создание теоретических и технологических основ разработки основ автономного теплоснабжения и способов повышения качества воды у потребителей” (государственный регистрационный номер 0103 U 000585); Д-2-06-06 “Разработка методов и способов повышения энергетической эффективности источников теплоты для локального и индивидуального теплоснабжения” (государственный регистрационный номер 0106 U 002951); Д-2-05-09 “Разработка теоретических и технологических основ обеспечения внедрения современных технологий систем функционирования ЖКХ” (государственный регистрационный номер 0109 U 003038); Д-2-05-11 “Разработка теоретических моделей технических и технологических решений обеспечения эффективного функционирования инженерных сетей тепло-, водоснабжения и водоотведения” (государственный регистрационный номер 0111U001806). Исследовательско-конструкторские разработки и внедрения результатов исследований осуществляются согласно хоздоговорным научно-исследовательским работам, которые выполняются в специализированном

научно-производственном центре “Экотер” при Донбасской национальной академии строительства и архитектуры.

Цель работы. Научно и экспериментально обосновать способ повышения энергоэффективности и улучшения экологических характеристик жаротрубных теплогенераторов на основе совершенствования конвективного теплообмена.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- выполнить аналитические исследования известных конструкций жаротрубных водогрейных теплогенераторов для выявления перспективных направлений повышения их энергетической и экологической эффективности;
- разработать и исследовать математическую модель теплообменного процесса в конвективных трубках жаротрубного теплогенератора с применением турбулизатора потока;
- разработать математическую модель движения частиц в конвективных трубках теплогенератора с целью недопущения их зарастания;
- выполнить оценку влияния турбулизатора на теплообмен в конвективной части теплогенератора;
- проанализировать влияние внедрения локальных котельных на загрязнение приземного слоя атмосферы населенных пунктов;
- выполнить технико-экономическое обоснование реализации научно-технических решений по повышению энергетической и экологической эффективности жаротрубных теплогенераторов.

Объект исследования – тепломассообменные процессы в конвективных трубках жаротрубных водогрейных теплогенераторов малой мощности.

Предмет исследования – закономерности конвективного теплообмена, влияющие на тепловую эффективность конвективных

поверхностей жаротрубного теплогенератора мощностью от 0,5 до 3,0 МВт с турбулизаторами потока.

Методы исследования. В работе использован комплексный подход к исследованиям, включающий анализ теоретических и экспериментальных работ предшественников с научным обобщением полученных результатов в расчетно-аналитическом и математическом моделировании в основу которых положены классические уравнения движения и теплообменных процессов. Применялись экспериментальные методы исследования геометрических параметров турбулизатора потока и понижения температуры продуктов сгорания за счет их установки с последующим сравнением их результатов с расчетными данными. Математическая обработка результатов исследований базировалась на планировании многофакторного эксперимента и представлена в виде эмпирических зависимостей и номограмм.

Достоверность научных результатов диссертации подтверждается адекватностью экспериментальным данным, полученным на математических моделях, что обусловлено соответствием принятых допущений характеру решаемых задач, обоснованным выбором контрольно-измерительной аппаратуры, методов обработки экспериментальных данных.

Научная новизна полученных результатов:

- усовершенствована математическая модель конвективного теплообмена в конвективных трубках жаротрубного теплогенератора с турбулизатором потока и получило дальнейшее развитие определения коэффициента теплоотдачи с учетом турбулентной вязкости;
- установлены закономерности по динамике изменения температуры продуктов сгорания, потерь давления и коэффициента теплоотдачи в конвективных трубках с турбулизаторами потока, что влияет на повышение тепловой эффективности конвективной части жаротрубного теплогенератора;
- получено дальнейшее развитие повышения тепловой эффективности применения турбулизатора газового потока в виде ломаной ленты;

- впервые аналитически получена математическая модель движения твердой частицы в газоходах жаротрубного теплогенератора с использованием критерия Клячко.

Практическое значение полученных результатов:

- результаты позволяют определить размеры турбулизатора потока для достижения оптимального эффекта, определить скорости движения твердых частиц и время пребывания в любой точке контура жаротрубного теплогенератора;
- полученные закономерности позволяют определить коэффициент теплоотдачи конвекцией в трубках жаротрубного теплогенератора с турбулизаторами потока в виде ломаной ленты с учетом турбулентной вязкости, математически описать нестационарное движение твердых частиц и определить границы применения “вязкой” модели при ускоренном их движении;
- установка турбулизатора снижает расход топлива благодаря увеличению КПД теплогенератора. Для теплогенератора КВ-ГМ-1,6-95СН это дает возможность экономить до 16,7 тыс.м³ природного газа за отопительный сезон в условиях Донецкого региона;
- результаты диссертационной работы внедрены на предприятиях ООО “Квант Энергия” г. Артемовск и КП “Макеевтеплосеть”, а также при разработке комплексных программ оптимизации систем теплоснабжения городов по заданию Госадминистрации Донецкой области;
- результаты диссертационной работы внедрены в учебном процессе Донбасской национальной академии строительства и архитектуры в курсах дисциплин “Теплогенерирующие установки”, “Вентиляция и аэродинамика вентиляции”, “Оценка воздействия на окружающую среду” для студентов специальности “Теплогазоснабжение и вентиляция”.

Личный вклад соискателя. Личный вклад соискателя включает:

- постановку цели и задач исследований;
- проведение теоретических и экспериментальных исследований теплообмена в конвективной части теплогенератора;
- качественный и количественный анализ результатов исследований, а также их интерпретацию;
- получение результатов повышения величины коэффициента теплоотдачи при использовании турбулизаторов различных размеров;
- разработку математической модели движения твердых частиц в газотоках жаротрубного теплогенератора;
- определение воздействия на окружающую среду теплогенераторов малой мощности;
- формулирование общих выводов по результатам исследования и рекомендаций относительно дальнейшего использования полученных данных.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы доложены и обсуждены на международных научно-технических конференциях: II Международная научно-практическая конференция “Актуальные вопросы реформирования жилищно-коммунального хозяйства в Украине” (г. Макеевка – г. Славянск, 2009), IX Международная конференция молодых ученых, аспирантов, студентов “Здания и конструкции с применением новых материалов и технологий” (г. Макеевка ДонНАСА, 2010), Научно-практическая конференция “Научно-техническое творчество молодежи - путь к обществу, основанного на знаниях” (г. Москва, 2010).

Публикации. По материалам диссертационной работы опубликовано 6 статей в научных журналах и сборниках, из которых 2 без соавторов.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти разделов, выводов, списка использованной литературы и приложений. Общий объем работы - 235 страниц, в том числе 128 страниц основного текста; 38 рисунков; 19 таблиц; 12 страниц списка литературы; 92 страницы приложений.

РАЗДЕЛ 1

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖАРОТРУБНЫХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ЛОКАЛЬНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Оценка состояния систем теплоснабжения

В условиях постоянного роста цен на энергоресурсы и их приближения к мировым, проблема энергосбережения становится по-настоящему актуальной, во многом определяющая будущее отечественной экономики.

Вопросы разработки энергосберегающих технологий и оборудования всегда занимали значительное место в теоретических и прикладных исследованиях ученых и инженеров, но на практике в энергетику передовые технические решения в нашей стране внедрялись не достаточно активно. Государственная система искусственно заниженных цен на топливо и ложные представления о его неограниченных запасах и дешевизне привели к тому, что отечественное жилищно-коммунальное хозяйство (ЖКХ) в настоящее время является экономически убыточным и технически отсталым [1,2].

Расчеты показывают, что в сфере ЖКХ потенциальные ресурсы энергосбережения составляют не менее 50% [3]. Однако проблемы энергосбережения вот уже многие годы больше декларируются, чем практически решаются.

Для решения этой проблемы необходимо создать экономические и организационно-правовые механизмы внедрения энергоэффективных технологий при повышении качества и устойчивости функционирования систем теплоснабжения и горячего водоснабжения населенных пунктов. Это потребует комплексного рассмотрения эффективного использования энергетических ресурсов при производстве, транспортировке и их потреблении.

При этом необходимо учитывать интересы как производителя тепловой энергии, так и ее потребителей [1,4,5,6].

Исторически сложилось так, что в нашей стране преобладают централизованные системы теплоснабжения. Однако способы ведения хозяйственной деятельности в данном секторе привели к неоправданным дополнительным затратам энергоносителей, что в конечном итоге ложится на потребителя [6].

Большинство же развитых стран пошло по другому пути, оптимизируя уровень централизации, они делали ставку на децентрализованное теплоснабжение [7,8]. При этом совершенствовалось теплогенерирующее оборудование, повышались коэффициент полезного действия (КПД), уровень его безопасности и автоматизации, экологические, эргономические, санитарно-гигиенические и другие показатели. Создавалась всеобъемлющая система учета потребления энергоресурсов всеми категориями потребителей. Внедрялись альтернативные источники тепловой энергии. Дорабатывалась и приводилась в соответствие требованиям целесообразности и удобств потребителя нормативно-техническая база. В результате все эти мероприятия позволили перейти на новый более качественный уровень энергосбережения во всех сферах экономики, в том числе и в ЖКХ.

Энергосбережение в сфере ЖКХ должно стать одним из главных направлений в развитии малой энергетики, помогая в укреплении экономики нашей страны.

1.1.1 Централизованная и децентрализованная системы теплоснабжения, достоинства и недостатки

Для теплоснабжения населенных пунктов используются как централизованные так и децентрализованные системы [9,10,11].

Централизованные – это большие системы, источники теплоты которых (крупная теплогенераторная или теплоэлектроцентраль (ТЭЦ)) находятся на удалении от конечного потребителя теплоты. Такая система теплоснабжения состоит из трех участков: источник теплоты, тепловая сеть, потребитель. Децентрализованной считается система, в которой источник тепла расположен рядом с потребителем. Тепловые сети в таком случае практически отсутствуют.

Централизация выработки тепловой энергии позволяет достичь:

- максимальной эффективности выработки тепловой энергии мощными источниками теплоты;
- рационального использования централизации на базе крупных энергетических установок, работающих по наиболее эффективным термодинамическим циклам при совместной выработке электрической и тепловой энергии;
- высокоэффективного (с экологической точки зрения) сжигания низкосортного топлива, отходов бытового и производственного происхождения, вторичных энергетических ресурсов промышленных предприятий;
- более эффективного рассеивания и очистки продуктов сгорания, сооружение которых экономически целесообразно только на мощных централизованных источниках.

Приведенные факторы стимулировали мощный прорыв отечественной энергетики в 1950-1960-х годах на передовые позиции в мире в области централизованного теплоснабжения. Отечественный опыт создания мощных теплофикационных комплексов и систем централизованного теплоснабжения оказал определенное влияние на развитие систем централизованного теплоснабжения в других странах мира. В Украине централизованно обеспечивается около 90% нагрузки отопления и горячего водоснабжения. По мере развития отрасли ставились новые задачи и поднимался уровень требований к эффективности систем, их техническому уровню и эксплуатационным показателям. Данный этап развития и реконструкции в

отечественной коммунальной энергетике не нашел надлежащего воплощения. Техническое оснащение эксплуатируемых систем централизованного теплоснабжения, а также принципиальные научно-технические разработки, которые были заложены в эти системы, датируются 1960-1970-ми годами.

Использование простых схем центрального качественного регулирования отпуска тепловой энергии, обусловленное простотой систем управления и применяемого оборудования, приводит к несоответствию режимов потребления и отпуска теплоты у потребителя. Значительную долю составляют потери теплоты у потребителя из-за несовершенства местных систем распределения и управления. Большая протяженность тепловых сетей, значительный износ оборудования и низкий уровень эксплуатации в совокупности с выше приведенными факторами способствуют снижению надежности функционирования как центральных источников тепла, так и распределительных сетей, в результате чего повышается уровень аварийности в централизованных системах и снижаются эксплуатационные показатели.

Как показывают статистические данные [2,5,6], самым слабым звеном системы являются тепловые сети, протяженность которых достигает десятков километров. Их эксплуатация сопровождается тепловыми потерями от внешнего охлаждения в размере 12-20% тепловой мощности (нормируемое значение 5%), с утечками теплоносителя от 5 до 20% расхода в сети (нормируемое значение до 0,5% от объема теплоносителя в системе теплоснабжения). Эксплуатационные затраты электроэнергии на перекачку теплоносителя составляют 6-10%, а затраты на химводоподготовку 15-25% от стоимости отпускаемой тепловой энергии. Значительное превышение нормативных потерь связано с высокой степенью износа оборудования централизованных систем теплоснабжения и особенно тепловых сетей – около 70%. Поэтому именно тепловые сети являются самым ненадежным элементом системы централизованного теплоснабжения, на который приходится более 85% отказов по системе в целом. Трубопроводы тепловых сетей прокладываются в подземных проходных и непроходных каналах, бесканально,

и надземно. В среднем по стране около 12% тепловых сетей периодически или постоянно затапливаются грунтовыми или поверхностными водами, в отдельных городах эта цифра может достигать 70%. Неудовлетворительное состояние тепловой изоляции трубопроводов, гидравлическая разрегулировка системы, износ и низкое качество монтажа и эксплуатации оборудования тепловых сетей отражается в статистических данных по аварийности. Так, около 90% аварийных отказов приходится на подающие трубопроводы и 10% – на обратные, из них 65% аварий происходит из-за наружной коррозии и 15% – из-за дефектов монтажа.

На этом фоне все увереннее позиции децентрализованного теплоснабжения, к которому следует отнести как поквартирные системы отопления и горячего водоснабжения, так и домовые, включая многоквартирные и многоквартирные здания с крышной или пристроенной автономной теплогенераторной. Использование децентрализации позволяет лучше адаптировать систему теплоснабжения к условиям потребления теплоты конкретного обслуживаемого ею объекта, а отсутствие внешних распределительных сетей практически исключает непроизводительные потери теплоты при транспорте теплоносителя.

В последние годы в нашей стране проявляется повышенный интерес к децентрализованным системам теплоснабжения [10-13], так как строительство данной системы обходится инвестору значительно дешевле централизованной. Децентрализация позволяет достичь не только снижения капитальных вложений за счет отсутствия тепловых сетей, но и переложить расходы на стоимость жилья, то есть на потребителя (для объектов нового строительства).

Организация децентрализованного теплоснабжения позволяет осуществить реконструкцию объектов в городских районах старой и плотной застройки при отсутствии свободных мощностей в централизованных системах. Децентрализация на современном уровне, базирующаяся на применении высокоэффективных теплогенераторов с использованием энергосберегающих

систем автоматического управления, позволяет в полной мере удовлетворить запросы самого требовательного потребителя.

На основании вышеизложенного можно определить следующие предпосылки внедрения децентрализованных систем теплоснабжения является:

- отсутствие свободных мощностей на централизованных источниках теплоснабжения;
- уплотнение застройки городских районов объектами жилья, кроме того, значительная часть застройки приходится на местность с неразвитой инженерной инфраструктурой;
- более низкие капиталовложения и возможность поэтапного покрытия тепловых нагрузок;
- возможность поддержания комфортных условий в квартире по своему собственному желанию, что в свою очередь является более привлекательным по сравнению с квартирами при централизованном теплоснабжении, температура в которых зависит от директивного решения о начале и окончании отопительного периода;
- появление на рынке большого количества различных модификаций отечественных и зарубежных теплогенераторов малой мощности.

Наиболее распространенная схема децентрализованного теплоснабжения включает в себя [12]: одноконтурный или двухконтурный теплогенератор, циркуляционные насосы для отопления и горячего водоснабжения, обратные клапаны, закрытые расширительные баки, предохранительные клапаны. При одноконтурном котле для приготовления горячего водоснабжения применяется емкостной или пластинчатый теплообменник.

У децентрализованных источников малой мощности есть ряд преимуществ по сравнению с централизованными, к которым можно отнести следующее:

- нет необходимости в отводе земли под тепловые сети и теплогенераторные;

- отсутствие внешних тепловых сетей позволяет исключить тепловые потери от них, практически полностью отсутствуют потери сетевой воды, происходит значительное уменьшение затрат на водоподготовку;
- значительно снижаются затраты на ремонт и обслуживание оборудования;
- полная автоматизация режимов работы, следствием чего является отсутствие постоянного обслуживающего персонала.

Перечисленные факторы в пользу децентрализации теплоснабжения привели к тому, что часто оно уже стало рассматриваться как безальтернативное техническое решение, лишенное недостатков. Достаточно четкая нормативная документация позволяет технически обосновать эффективное решение вопросов размещения оборудования, топливоснабжения, дымоудаления, электроснабжения и автоматизации децентрализованного источника теплоты. Не возникает трудностей и в разработке инженерных систем зданий, включая типовые, которые по своей конструкции практически идентичны централизованным системам.

1.1.2 Децентрализация как способ оптимизации системы теплоснабжения

В настоящее время из-за экономической нестабильности, недостаточного финансирования отрасли, халатности ряда структур и руководителей преимущества традиционной для нашей страны централизованной системы теплоснабжения обернулись ее недостатками. Устаревшее оборудование, изношенные коммуникации, отсутствие возможности регулирования потребления теплоты не позволяют экономить энергоресурсы, а существующая система тарифов и дотаций не отражает реальных затрат на теплоснабжение. Положение, в котором оказалась отрасль, предполагает в недалеком будущем

возникновение кризисной ситуации, которая может привести к тяжелым последствиям.

Насущный вопрос – децентрализация системы теплоснабжения [10,12]. Это наиболее радикальный, эффективный и дешевый способ устранения многих недостатков в сфере ЖКХ. Обоснованное применения децентрализованного теплоснабжения в сочетании с энергосберегающими мероприятиями при строительстве и реконструкции зданий даст экономию энергоресурсов. Вот уже около 30-ти лет в наиболее развитых странах не строят квартальных и районных котельных. В сложившихся условиях единственным выходом является создание и развитие системы децентрализованного теплоснабжения за счет применения автономных источников теплоты. Постепенное увеличение доли децентрализованного теплоснабжения, максимальное приближение источника теплоты к потребителю, учет потребителем всех видов энергоресурсов позволят не только создать потребителю более комфортные условия, но и обеспечить реальную экономию топлива.

На сегодняшний день разработаны и серийно выпускаются модульные теплогенераторные установки, предназначенные для организации автономного децентрализованного теплоснабжения. Блочно-модульный принцип построения обеспечивает возможность простого построения котельн необходимой мощности. Отсутствие необходимости прокладки теплотрасс и строительства здания теплогенераторной снижают стоимость коммуникаций и позволяют существенно повысить темпы нового строительства. Кроме того, это дает возможность использовать такие теплогенераторные для оперативного обеспечения теплоснабжения в условиях аварийных и чрезвычайных ситуаций в период отопительного сезона. Блочные теплогенераторные представляют собой полностью функционально законченное изделие, оснащены всеми необходимыми приборами автоматики и безопасности. Уровень автоматизации обеспечивает бесперебойную работу всего оборудования без постоянного присутствия оператора.

Автоматика отслеживает потребность объекта в тепле в зависимости от погодных условий и самостоятельно регулирует работу всех систем для обеспечения заданных режимов. Этим достигается более качественное соблюдение теплового графика и дополнительная экономия топлива. В случае возникновения нештатных ситуаций, утечек газа, система безопасности автоматически прекращает подачу газа и предотвращает возможность аварий.

Внедрение децентрализованных источников теплоты позволит сократить потребность в природном газе и в несколько раз снизить затраты на теплоснабжение.

1.2 Конструктивные особенности жаротрубных теплогенераторов малой мощности

Подавляющее большинство современных теплогенераторов малой мощности, применяемых для теплоснабжения, являются жаротрубными. Практически все их конструктивные схемы предполагают размещение в водяном объеме внутри внешней прочной оболочки теплогенератора цилиндрической топки и конвективных поверхностей в виде дымогарных труб (Рис. 1.1) [14,15,16].

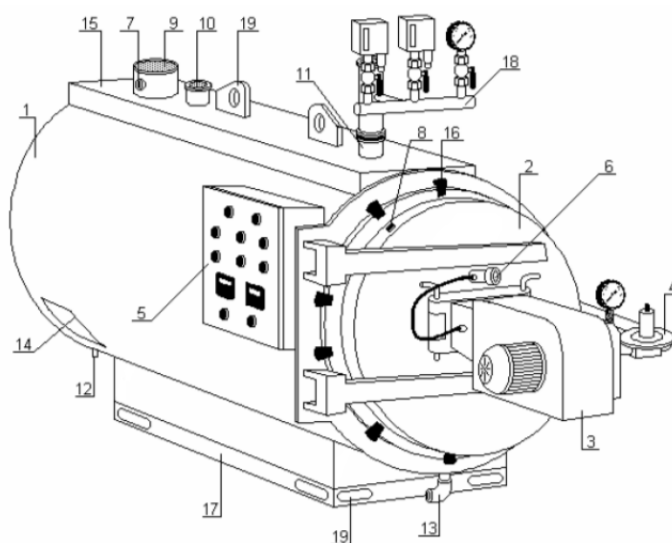


Рис. 1.1. Общий вид жаротрубного теплогенератора

1 – корпус теплогенератора; 2 – фронтальная крышка теплогенератора; 3 – газогорелочное устройство; 4 – газовая рампа; 5 – щит управления, сигнализации и аварийных блокировок; 6 – смотровое окно; 7 – муфта (для установки датчика температуры); 8 – штуцер (для измерения разряжения в топке теплогенератора); 9 – газоход; 10 – патрубок входа воды в теплогенератор; 11 – патрубок выхода воды из теплогенератора; 12 – патрубок слива конденсата из каминной части теплогенератора; 13 – дренажный патрубок котловой воды; 14 – люк прочистки камина; 15 – площадка для обслуживания и монтажа; 16 – зажимы передней крышки; 17 – рама теплогенератора; 18 – группа безопасности теплогенератора; 19 – такелажные петли.

Несмотря на разнообразие производителей жаротрубных теплогенераторов схемы движения дымовых газов и воды похожи [14-23]. Для большинства теплогенераторов представленных на отечественном рынке (КСВа, Колви, SuperRAC, Buderus, Baxi, Kalvis, Ferolli, некоторые модели Viessmann и др.) – это двухходовая схема с реверсивной топкой или инверсией пламени. Обычно в таких схемах топка расположена строго соосно с корпусом теплогенератора или в нижней части корпуса. Продукты сгорания достигают плоского дна топки, разворачиваются и по периферии поступают к передней крышке теплогенератора. Далее, дымовые газы разворачиваются на 180° и поступают в конвективный газоход – в дымогарные трубы второго хода. Пройдя второй ход, газы поступают в сборный дымовой короб и, оттуда, в газоход и дымовую трубу. Расположение дымогарных труб может выполняться как симметрично по отношению к оси теплогенератора, так и отдельным пакетом, расположенным выше топки. Передняя стенка может быть как водоохлаждаемой так и неохлаждаемой, с усиленной футеровкой.

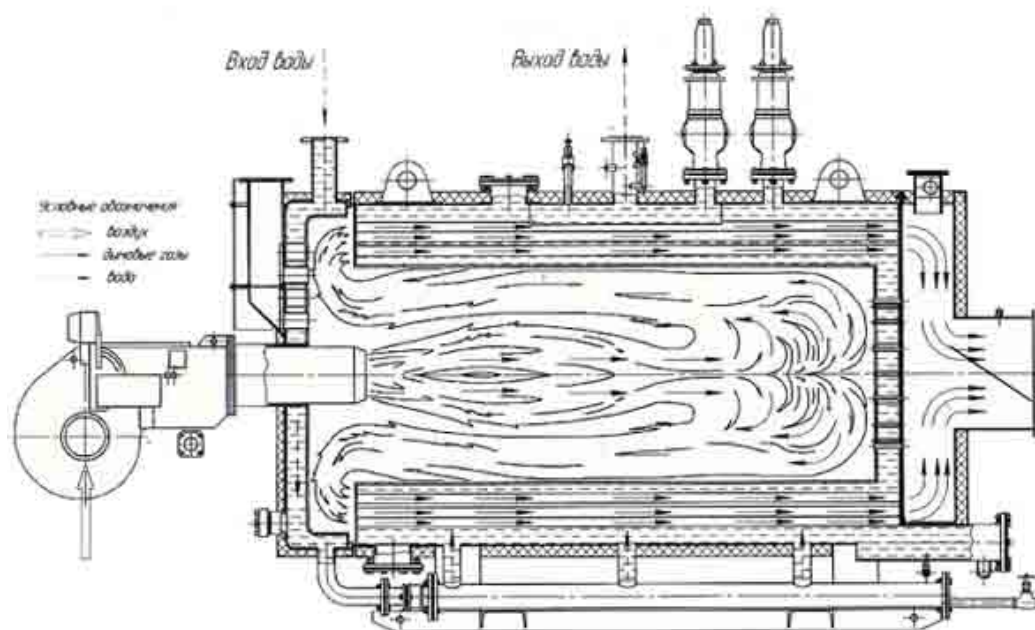


Рис. 1.2. Принципиальная схема работы жаротрубного теплогенератора на жидком и газообразном топливе

Следует отметить, что в некоторых моделях газовых жаротрубных теплогенераторов дымовые газы из жаровой трубы попадают в дымогарные трубки, поворачиваясь в задней крышке, поступают к фронту. Далее по газоходу, расположенному над наружной обечайкой, удаляются в сборный газоход. Соответственно, задняя крышка в этом случае делается либо водоохлаждаемой, либо с усиленной футеровкой. Жаровая труба и дымогарные трубы в местах прохода через переднюю и заднюю стенки имеют сварные соединения. Жаровая труба, проходя всем сечением через заднюю стенку, образует, таким образом, большую демпфирующую поверхность, выполняющую функцию продольного анкера.

Теплогенераторы КСВа “ВК” [20] выпускаются нескольких модификаций. Модель КСВа “ВК-34” стандартные газовые жаротрубные теплогенераторы с реверсивной топкой и расположением дымогарных труб второго хода отдельным пакетом выше жаровой трубы, в моделях КСВа “ВК-21”, “ВК-22” - модели с реверсивной топкой, дымогарные трубки второго хода

расположены по окружности симметрично к оси теплогенератора. Модель теплогенератора КСВа “ВК-32” совмещает в себе как дымогарные, так и водотрубные нагревательные элементы. Так, топкой теплогенератора, является пространство, образованное газоплотными цельносварными водотрубными панелями и верхней обечайкой барабана с дымогарными трубами. Конвективной частью теплогенератора являются дымогарные трубки, расположенные в барабане-теплообменнике.

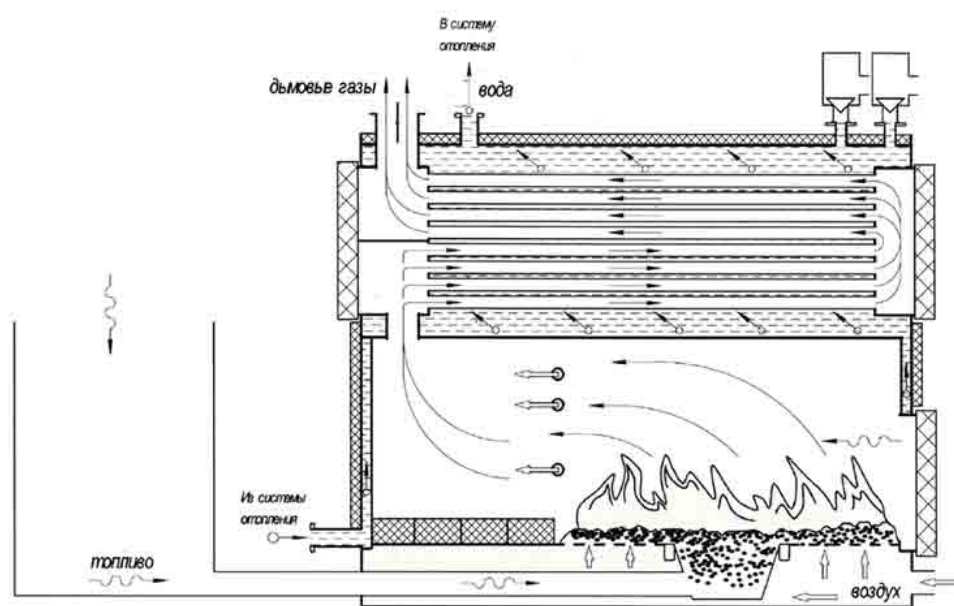


Рис. 1.3. Принципиальная схема работы жаротрубного теплогенератора на твердом топливе

Теплогенератор типа КВр(м) [20] включает в себя топочную часть с топкой типа “шурующая планка” и конвективную часть. Боковые стены топки экранированы трубами, которые установлены с продольным шагом в коллектора. Конвективная часть отделена от топочной газоплотным экраном, сваренным из труб.

Конвективная поверхность нагрева теплогенератора состоит из трех пакетов. Каждый пакет набирается из П-образных ширм, выполненных из труб. Ширмы пакетов установлены параллельно фронту теплогенератора и расположены таким образом, что их трубы образуют шахматный пучок. Число параллельных змеевиков в каждой ширме - шесть.

Трубы боковых стен конвективного блока являются одновременно стояками конвективных ширм, которые ввариваются в коллектора. Внутри коллекторов помещены глухие перегородки, посредством которых создается направленное движение воды со скоростью, обеспечивающей надежную работу теплогенератора. Конвективная поверхность разделена перегородкой на две части по ходу дымовых газов.

С фронта блока теплогенератора устанавливается механическая топка типа «шурующая планка», состоящая из топочного блока, бункера подачи топлива и вентилятора. Топливо подается из бункера подачи топлива и сжигается в слое на водоохлаждаемой трубной колосниковой решетке. Шурующая планка предотвращает спекание топлива и одновременно распределяет топливо по колосниковой решетке. Под решеткой организованы три зонные камеры, куда подается воздух для горения. Удаление шлака с колосниковой решетки происходит за счет движения шурующей планки, которая приводится в движение электродвигателем.

Топка имеет собственную раму, не зависящую от теплогенератора, что улучшает ремонтпригодность топки, дает возможность полной замены топочного блока. Рама топки представляет собой сварную конструкцию из продольных и поперечных швеллеров. При установке топочного блока на фундамент рама крепится анкерными болтами, залитыми в бетонный фундамент, и имеет свободное тепловое расширение в продольном и поперечном направлениях. Для подъема топочного блока грузоподъемными средствами к раме приварены четыре скобы. После монтажа блока они удаляются.

Концерн “Kalvis” [21] производит промышленные теплогенераторы предназначенные для отопления бытовых, производственных и других помещений, в которых оборудована система центрального отопления, для подготовки горячей воды, обеспечения теплом и для технологических нужд. Теплогенераторы изготавливаются следующих типов:

- теплогенераторы нижнего горения.

- теплогенераторы с ручной загрузкой кускового топлива.
- теплогенераторы с автоматизированной подачей сыпучего биотоплива вулканным принципом.
- теплогенераторы с автоматизированной подачей сыпучего биотоплива па подвижных колосниках.
- теплогенераторы с автоматизированной подачей сыпучего биотоплива и с автоматизированным удалением золы.
- теплогенераторы с автоматизированной подачей сыпучего биотоплива с вертикальным теплообменником, автоматизированным удалением золы и чисткой теплообменника.
- теплогенераторы, комплектуемые топками с подвижными колосниками.
- теплогенераторы, работающие с горелками, предназначенными для сыпучего биотоплива.

Теплогенератор трехходовой, основной элемент теплообменника жаротрубный барабан. Конструкция теплогенератора обеспечивает высокую отдачу тепла, поэтому температура выбрасываемых продуктов сгорания не превышает 200 °С.

Промышленные теплогенераторы на твердом топливе часто являются единственным видом отопительного оборудования, которое может быть применено на том или ином производстве или для строительства городских и районных теплогенераторных. Промышленные твердотопливные теплогенераторы приспособлены для топки дровами, отходами древесины, опилочными и торфяными брикетами, каменным углем и другим кусковым топливом. Предназначены для отопления бытовых, производственных и других помещений, в которых оборудована система центрального отопления, для подготовки горячей воды и подачи тепла для технологических нужд.

Механизированная топка теплогенератора приспособлена для сжигания опилок, щепок, размельченной древесины. Для автоматизированной подачи топлива смонтировано механизированное устройство, состоящие из:

управляемых гидравлическим приводом складского транспортера, подъемного транспортера, промежуточной топливной емкости с дозатором и механической подачей в топку теплогенератора. Механизм перемещения топлива устанавливается в помещении топливного склада. Его предназначение постоянно пополнять складской транспортер. С помощью складского и подъемного транспортеров топливо подается в промежуточную топливную емкость. Промежуточная топливная емкость (бункер) с дозатором, шнеком помешивания и механической подачей топлива в топку теплогенератора обеспечивает равномерную подачу топлива по намеченному в программе системы управления рабочему циклу агрегата.

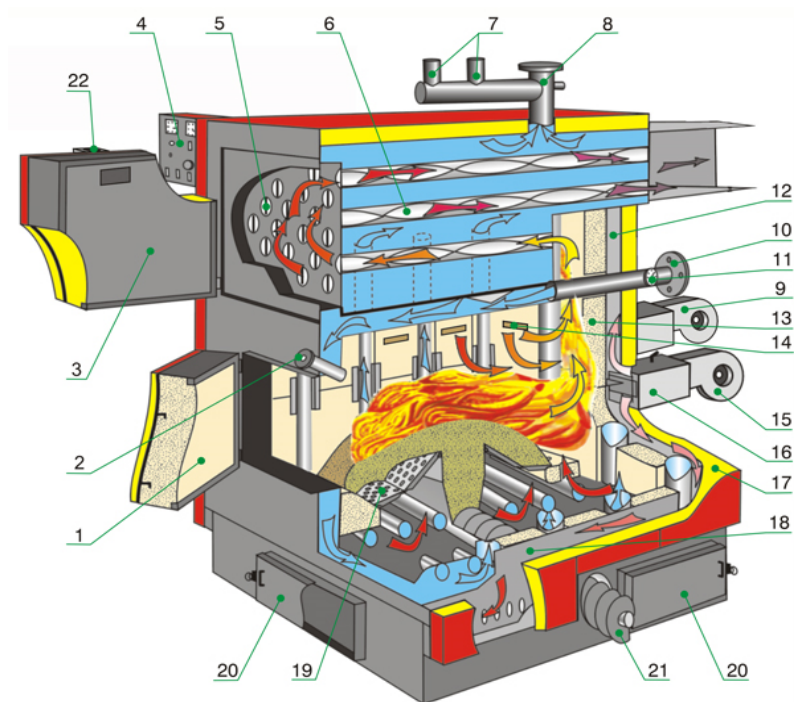


Рис. 1.4. Котлоагрегат Kalvis

1 - двери топки; 2 - смотровое отверстие; 3 - двери теплообменника; 4 - панель управления; 5 - трубчатый теплообменник; 6 - съемный турбулизатор; 7 - патрубки для предохранительных клапанов; 8 - труба горячей воды; 9 - вентилятор вторичного воздуха; 10 - труба возвратной воды; 11 - термометр; 12 - камера подогрева вторичного воздуха; 13 - шамотные кирпичи; 14 - отверстия подачи вторичного воздуха; 15 - вентилятор первичного воздуха; 16 - регулятор количества воздуха; 17 - тепловая изоляция; 18 - камера подогрева первичного

воздуха; 19 - колосники; 20 - двери пепельницы; 21 - шнек подачи топлива; 22 - взрывной клапан.

Корпус теплогенератора “Колви” [22] выполнен из углеродистой стали, и состоит из двух соосных обечайек (внутренней и наружной), соединенных между собой в передней части трубной доской. С другой стороны каждая обечайка заканчивается своим приварным днищем с просветом между ними. В пространстве между обечайками расположены дымогарные трубы конвективного пучка.

Полость внутренней обечайки корпуса образует топочную камеру тупикового типа. Дымовые газы от днища возвращаются к дверце и поворачивая, проходят внутри дымогарных труб, в которых установлены турбулизаторы, поступают в короб дымовых газов, откуда через патрубок выводятся в атмосферу через дымовую трубу.

С передней стороны корпуса на специальных петлях навешивается дверца топки. Петли обеспечивают открытие дверцы, как в левую, так и в правую стороны, а также возможность надежной затяжки уплотнения. Со стороны топки дверца защищена изоляционной плитой из жаропрочного бетона. По периметру дверцы распложена канавка для уплотнительного шнура. Дверца оборудована смотровым глазком.

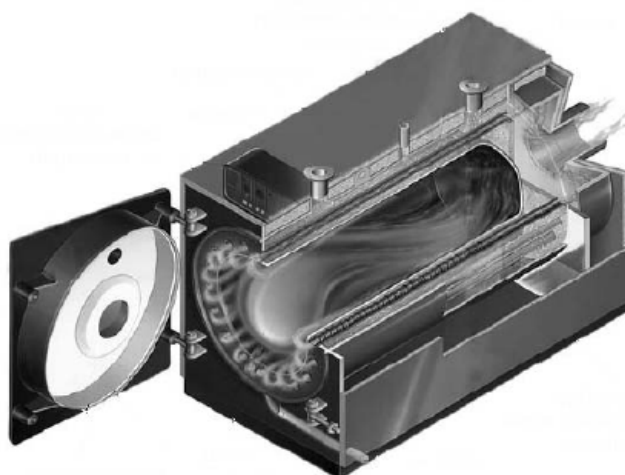


Рис. 1.5. Котлоагрегат Колви

Теплогенераторы “Ferrolli Varoprex LVP” [23] - это жаротрубные генераторы насыщенного пара, которые могут эксплуатироваться как с газовыми, так и с жидкотопливными горелками. Теплогенератор полностью изготовлен из листовой стали; сгорание происходит в герметичной топке с трехходовым жаротрубным теплообменником. Производимое горелкой пламя отражается обратно вдоль стенок топки и направляет топочные газы (на 2-м ходу) по направлению к передней части топки и оттуда в третий ход. Пакет жаровых труб укомплектован турбулизаторами, которые создают вихри в потоке дымовых газов, что увеличивает конвективный теплообмен. На выходе из жаровых труб дымовые газы поступают в дымовой короб и оттуда в дымоход. Теплогенератор укомплектован дверцей на петлях, которая может открываться вправо или влево и регулируется по высоте. Наружная облицовка из нержавеющей листа термоизолирована минеральной ватой повышенной плотности. Парогенераторы спроектированы, изготовлены и укомплектованы в соответствии с основными итальянскими и европейскими стандартами и имеют сертификацию согласно требованиям Директивы Евросоюза об оборудовании, работающем под давлением № 97/23/ЕС.

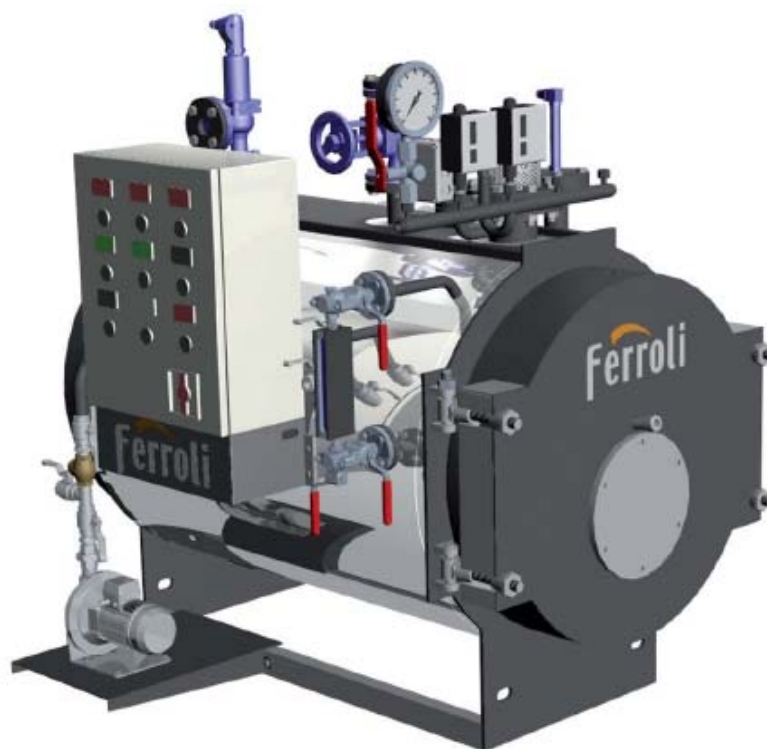


Рис. 1.6. Котлоагрегат Ferrolli

Анализ потребности отечественного потребителя тепла, которым в данном случае является население, проживающее в многоквартирных домах, показывает, что для автономных систем теплоснабжения наиболее перспективным является использование теплогенераторов мощностью от 0,5 до 3 МВт.

Высокие значения КПД (порядка 92%) [24-28] современных жаротрубных теплогенераторов достигается за счет совершенствования поверхностей нагрева котлов и технологий сжигания топлива. Одним из главных вопросов остается интенсификация теплообмена в конвективных поверхностях нагрева. Из-за высокой температуры уходящих газов после котлоагрегата возникает необходимость в использовании дополнительного теплоутилизирующего оборудования, цена которого достаточно высока.

Альтернативой теплоутилизирующему оборудованию является применение турбулизаторов потока различной конструкции в конвективных трубках жаротрубного теплогенератора, в результате чего достигается высокая эффективность при небольших затратах [29,30]. Конструкции современных турбулизаторов очень разнообразны и представляют собой: выступы в трубках, ломаные ленты, внутреннее оребрение, пружинные проволочные вставки, скрученные ленты и другие [30,31,32].

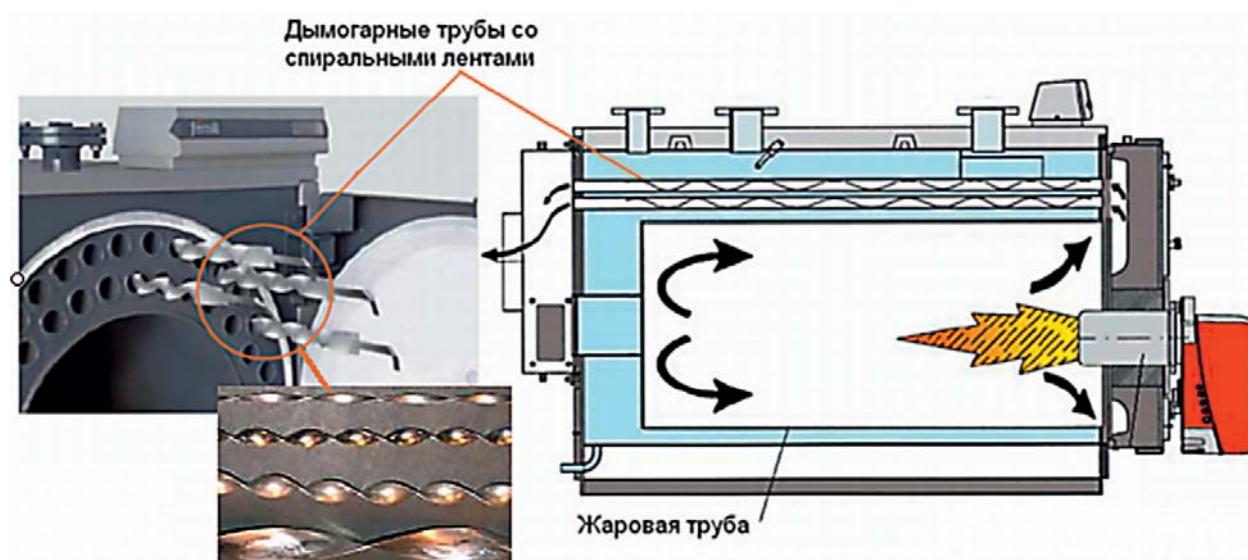


Рис. 1.7. Установка турбулизатора в конвективные трубки теплогенератора

При входе продуктов сгорания в конвективные трубки на расстоянии от 2 до 5 калибров происходит стабилизация потока, что негативно сказывается на теплообмене. Турбулизатор же не позволяет потоку стабилизироваться, и способствует интенсификации теплообмена.

Современные турбулизаторы просты в изготовлении, легко монтируются, не требуют дополнительных затрат при эксплуатации, имеют относительно невысокую стоимость. Благодаря своей конструкции они не приводят к существенному увеличению давления и не создают условий к осаждению сажи, содержащейся в продуктах сгорания, в трубках котлоагрегата. КПД жаротрубных теплогенераторов с турбулизатором потока достигают значений 92-96%.

Теплогенераторы с турбулизирующими вставками потока на Украинском рынке представлены такими зарубежными фирмами как Viessmann, Buderus, Wolf, Kalvis, Ferolli, Baxi. Также турбулизаторы применяются в некоторых теплогенераторах отечественного производства Колви, ВК, КВ-ГМ. Однако использование данных вставок не получило широкого применения, что приводит к необходимости изучения возможности их применения для увеличения КПД жаротрубных теплогенераторов.

1.3 Выбор направлений и постановка задач исследований

Высокая цена за энергоносители на сегодняшнем этапе требует создания новых и модернизации существующих технологий для наиболее эффективного использования тепла. Поэтому сейчас наиболее перспективным становится использование локальных автономных источников теплоты оборудованных высокоэффективными жаротрубными теплогенераторами.

К преимуществам таких источников с жаротрубными теплогенераторами можно отнести:

- максимальное приближение источников тепла к потребителям позволяет устранить потери тепловой энергии от сетей и тепловых пунктов;
- отсутствие магистральных тепловых сетей большой протяженности и тепловых пунктов значительно уменьшают капитальные вложения в строительство источника тепла;
- отсутствие потерь на подпитку позволяет снизить выбросы продуктов химводоподготовки и снизить расход топлива;
- небольшие габариты и следовательно меньшая металлоемкость;
- высокий КПД;
- высокая степень автоматизации и удобство в эксплуатации;
- небольшой срок окупаемости и низкие эксплуатационные расходы.

Для увеличения тепловой эффективности жаротрубных теплогенераторов (вследствие чего увеличится КПД) и уменьшения выбросов вредных веществ необходимо провести ряд дополнительных теоретических и экспериментальных исследований.

Отсюда определены основные задачи исследований:

- разработать и исследовать математическую модель теплообменного процесса в конвективных трубках жаротрубного теплогенератора с применением турбулизатора потока;
- разработать математическую модель движения частиц в конвективных трубках теплогенератора с целью недопущения их застывания;
- выполнить оценку влияния турбулизатора на теплообмен в конвективной части теплогенератора;
- проанализировать влияние внедрения локальных теплогенераторных на загрязнение приземного слоя атмосферы населенных пунктов;
- выполнить технико-экономическое обоснование реализации научно-технических решений по повышению энергетической и экологической эффективности жаротрубных теплогенераторов.

РАЗДЕЛ 2

ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ И АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ГАЗОХОДАХ ЖАРОТРУБНЫХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРОВ

2.1. Конвективный теплообмен в турбулентном потоке

Анализ основных направлений развития и принципов разработки котлов малой мощности для децентрализованных систем теплоснабжения показал, что наиболее применяемой является конструкция жаротрубно-дымогарного котла с двухходовой схемой движения теплоносителя [14-23,33,34]. Аэродинамика факела в таких конструкциях котлов отличается повышенной интенсивностью обтекания поверхностей стенок конвективных трубок продуктами сгорания. Принятые в настоящее время методы расчета теплообмена в топках котлов основываются на применении теории подобия к топочным процессам и предполагают, что конвективной составляющей в суммарном теплообмене можно пренебречь. Однако, для камер сгорания котлов малой мощности, где интенсивность омыwania стенок топки существенна, пренебрежение данным фактором может привести к существенной погрешности.

В качестве базового метода, для расчета теплообмена в камерах сгорания котлов малой мощности при работе на газообразном топливе можно использовать аналитический метод ВТИ-ЭНИН с внесением поправок на учет конвективной составляющей теплообмена [35]. Указанный метод расчета основывается на системе четырех уравнений, описывающих процесс теплообмена в топочных камерах. С учетом внесения поправок к системе добавляется уравнение, учитывающее конвективную составляющую, и тогда система будет состоять из пяти уравнений.

Уравнение радиационного теплообмена топочной среды с поверхностями нагрева [35]:

$$Q_l = \frac{\sigma_0 \cdot \alpha_m \cdot H_l}{B_p \cdot \lambda_c} (T_\phi - T_z), \quad (2.1)$$

где Q_l - тепло, переданное за счет излучения, кДж/кг;

σ_0 - коэффициент излучения абсолютно черного тела;

α_m - эффективная степень черноты топочной камеры;

H_l - лучевоспринимающая поверхность нагрева, м²;

B_p - расчетный расход топлива;

λ_c - коэффициент, учитывающий влияние селективности среды на радиационный теплообмен;

T_ϕ и T_z - температуры факела и поверхности слоя загрязнения соответственно, °К.

Уравнение конвективного теплообмена топочной среды с поверхностями нагрева

$$Q_k = \frac{d_k \cdot H_k}{B_p} (T_\phi - T_z), \quad (2.2)$$

где Q_k - тепло переданное за счет конвекции, кДж/кг;

d_k - коэффициент теплоотдачи конвекцией от продуктов сгорания к стенке топки;

H_k - конвективная составляющая поверхности нагрева в топке.

Уравнение теплового баланса топочной камеры (с учетом лучистой и конвективной составляющей)

$$Q_o = Q_l + Q_k = \varphi \cdot V_{c_{cp}} \cdot (T_a - T_T^n) = \varphi \cdot (Q_T - I_T^n), \quad (2.3)$$

где Q_o - тепло, переданное по балансу, кДж/кг;

φ - коэффициент сохранения тепла;

$V_{c_{cp}}$ - средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания в интервале температур $T_a \dots T_T^n$, кДж/кг·°К.

Уравнение теплопередачи между внешним слоем загрязнений поверхности нагрева и теплоносителем

$$Q_6 = \frac{H}{B_p \cdot \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right)} (T_3 - T_{cp}), \quad (2.4)$$

где ε - термическое сопротивление слоя загрязнений, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{К}/\text{кВт}$;

α_2 - коэффициент теплоотдачи конвекцией от стенки к рабочему телу, $\text{кВт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{К}$.

Эмпирическое уравнение для определения эффективной температуры топочной среды:

$$T_\phi = T_T^n \cdot (1 + \Delta i_T + \Delta i_{cp} + \Delta i_x), \quad (2.5)$$

где Δi_T , Δi_{cp} и Δi_x - поправка на род топлива, угол наклона горелок к горизонтали и степени экранирования камеры сгорания, соответственно.

К данной системе уравнений необходимо добавить зависимость для теплоотдачи конвективных участков жаровых труб. При этом следует учитывать, что характер обтекания теплоносителем стенки жаровой трубы аналогичен процессу продольного обтекания поверхности нагрева однофазным турбулентным потоком при давлениях и температурах далеких от критических.

Рассмотрим перенос тепла от жаровой трубы к теплоносителю при турбулентном движении нагретых газов. В одной из ранних теорий переноса тепла в турбулентных потоках, а именно в теории Рейнольдса просто принималось, что между переносом импульса и переносом тепла имеется полная аналогия [36]. Мерой этой аналогии является критерий подобия Прандтля, равный:

$$\text{Pr} = \frac{Pe}{\text{Re}} = \frac{\nu}{a}. \quad (2.6)$$

Это число показывает степень подобия скоростных и температурных полей в потоке. При $\text{Pr} = 1$ и $\text{grad}P = 0$ поля температур и скоростей подобны.

Проводя аналогию между переносом импульса и переносом тепла, необходимо уточнение вопроса - сохраняется ли в явлениях переноса тепла деление потока на слой с молекулярной природой переноса (вязкий или

ламинарный пограничный слой) и турбулентное “ядро”, где процессы чисто молярные, не зависящие от молекулярной структуры рассматриваемой жидкой или газовой среды, и каким должно быть соотношение между толщинами вязкого и теплового пограничного слоев. Следует отметить, что совпадение толщин вязкого слоя с тепловым возможно лишь при равенстве молекулярного числа Прандтля единице ($Pr = 1$), так как только при этом условии осуществляется подобие профилей распределения скорости и температуры по сечению газотока. Если молекулярное число Прандтля меньше единицы ($Pr < 1$), что говорит о повышенной роли теплопроводности газов по сравнению с вязкостью ($\lambda > \mu_{cp}$), молекулярные процессы теплопроводности сохраняют свои значения в области турбулентного ядра, где вязкостью можно пренебречь. Отсюда следует, что при $Pr < 1$ толщина теплового пограничного слоя будет превосходить толщину вязкого слоя. В дальнейшем аналогия Рейнольдса была расширена на случай молекулярных чисел Прандтля не равных, но близких к единице. Это прежде всего относится к газовым потокам в трубах, для которых $Pr = 0,65 \dots 0,71$. Исходя из этого, независимо от условия $Pr \neq 1$ в турбулентном ядре потока будет существовать подобие распределений осредненных скоростей и температур, так что $v_\infty > v_\lambda$, $T_\infty < T_\lambda < T_w$ - скорость и температура вдалеке от твердой стенки на внешней границе турбулентного пограничного слоя или на оси трубы

$$\frac{T - T_\lambda}{T_\infty - T_\lambda} = \frac{v - v_\lambda}{v_\infty - v_\lambda}, \quad (2.7)$$

и следовательно вне вязкого слоя имеет место соотношение

$$\frac{1}{T_\infty - T_\lambda} \frac{\partial T}{\partial y} = \frac{1}{v_\infty - v_\lambda} \frac{\partial v}{\partial y}, \quad (2.8)$$

где T_∞ и v_∞ - соответственно температура и скорость газового потока на бесконечности;

T_w - температура газа на стенке;

$T_{\text{л}}$ и $v_{\text{л}}$ - соответственно температура и скорость на границе пограничного слоя.

Доказательством принятой аналогии является экспериментальная кривая, приведенная на рисунке 3.1 [36].

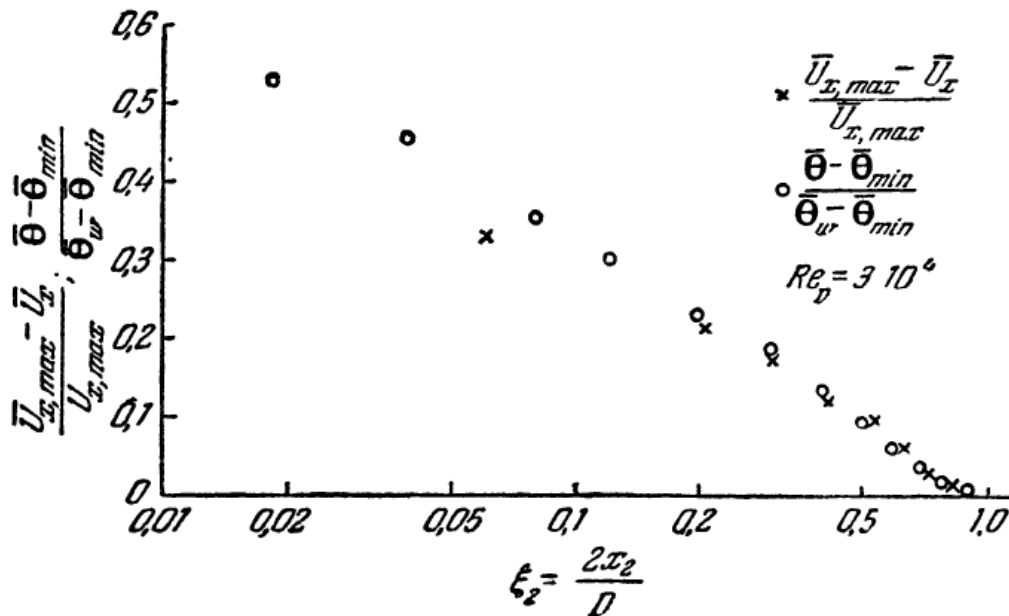


Рис. 2.1. Распределение избыточной скорости и избыточной температуры в неізотермическом потоке в трубе

Для получения аналитической связи между распределением температуры и распределением скорости Хинце предположил, что перенос импульса и тепла является диффузией градиентного типа, на основании чего можно ввести соответствующие коэффициенты переноса [36].

Полное напряжение сдвига, представляющее собой сумму двух слагаемых, одно из которых определяется молекулярной вязкостью, а другое вихревой, можно записать в виде:

$$\sigma = \sigma_{\text{мол}} + \sigma_{\text{турб}} = \mu_{\text{эф}} \frac{dv}{dy} = (\mu + \rho \cdot \tau_{\text{турб}}) \frac{dv}{dy}. \quad (2.9)$$

Аналогично для переноса тепла Q на единицу площади в единицу времени через плоскость параллельную стенке можно записать:

$$Q = Q_{\text{мол}} + Q_{\text{турб}} = -\lambda_{\text{эф}} \frac{\partial T}{\partial y} = -(\lambda_{\text{эф}} + \rho \cdot c_p \cdot \tau_T) \frac{\partial T}{\partial y}, \quad (2.10)$$

где T - текущая температура;

y - поперечная координата;

c_p - теплоемкость при постоянном давлении;

$\mu_{эф}$ - эффективная вязкость;

$\tau_{турб}$ и τ_T - тензоры для вихревой диффузии импульса и температуры, соответственно.

Так как распределение температуры в рассматриваемой области неравномерно, то и распределение физических свойств движущегося газа тоже обладает неравномерностью. Можно считать, что коэффициент молекулярной вязкости μ , коэффициент теплопроводности λ и плотность газа ρ зависят от температуры. Удельная теплоемкость газа c_p изменяется с температурой слабо, поэтому ее можно считать постоянной.

При интегрировании уравнения (2.10) [36] и записи его в безразмерной форме, вводится критерий $Pr_{эф}$ и $Pr_{турб}$ в следующем виде

$$Pr_{эф} = \frac{c_p \cdot \mu_{эф}}{a_{эф}}; \quad (2.11)$$

$$Pr_{турб} = \frac{\tau_{турб}}{\tau_T}. \quad (2.12)$$

Тогда результирующее уравнение можно записать следующим образом [36]

$$Pr_{эф} = \frac{Pr \cdot \frac{\tau}{\tau_w} \cdot \frac{\mu_w}{\mu}}{\frac{Pr}{Pr_{турб}} \cdot \frac{\tau}{\tau_w} \cdot \frac{\mu_w}{\mu} + \left(1 - \frac{Pr}{Pr_{турб}}\right) \cdot \frac{1}{\delta^+} \cdot \frac{d}{dy} \cdot \frac{v}{v^*}}, \quad (2.13)$$

$$\text{где } \delta^+ = \frac{\rho_w \cdot v^* \cdot \delta}{\mu_w};$$

$$v^* = \sqrt{\frac{v_w}{\rho}} - \text{динамическая скорость.}$$

Аналогично, распределение температур из уравнения (2.10) можно выразить через распределение скорости.

В результате Хинце предложил зависимость для коэффициента теплоотдачи в следующей форме

$$Nu = Re_{\delta} \cdot Pr_w \cdot St, \quad (2.14)$$

где $Re_{\delta} = \frac{\rho_w \cdot v \cdot \delta}{\mu_w}$ - критерий Рейнольдса;

$Nu = \frac{a \cdot \delta}{\lambda}$ - критерий Нуссельта;

$St = \frac{a}{c \cdot \rho \cdot v}$ - критерий Стентона.

Из приведенных зависимостей можно сделать вывод, что подобие между распределением температуры и скорости может существовать лишь если

$$\frac{q}{q_w} \cdot \frac{\sigma_w}{\sigma} \cdot Pr_{\phi} = const. \quad (2.15)$$

Ясно, что в общем случае это условие несправедливо, но в некоторых случаях оно приближенно выполняется.

В случае движения газовой фазы $Pr \approx 0,71$, а по данным различных исследований 0,7 турбулентное число. $Pr_{турб}$ в среднем составляет 0,65-0,7, следовательно для газов можно принять, что $Pr_{турб} = Pr$. Это показывает, что аналогия Рейнольдса дает хорошие результаты для ядра течения в трубе. Вне ядра течения это соотношение не соблюдается, что находит свое отражение в расхождении распределений скоростей и температур в пристеночной области. Однако в теории пограничного слоя распределение скорости хорошо описывается формулами, основанными на предположении $\frac{\sigma_w}{\sigma} \approx 1$ (слой постоянного напряжения). Вполне закономерно сделать такое предположение относительно тепловых потоков $\frac{\sigma_T}{\sigma_{Tw}} \approx 1$. Кроме того, обычно принимают, что

$\frac{\mu_w}{\mu} \approx 1$ и $\frac{\rho_w}{\rho} \approx 1$ [36]. Эти приближения значительно упрощают математическую

модель процесса. Задачи чисто теоретического подхода решались Гофманом и

Карманом [36] с применением данных о структуре пограничного слоя. Карман в своем анализе рассматривал как вязкий подслой, так и переходную область, причем для переходной области принималось $Pr \approx 1$. Для остальной части газотока использовалась аналогия Рейнольдса. Гофман разделил переходную область на две части и принял значительно меньшее значение δ^+ . Полученные зависимости приведены на рисунке 2.2 [36].

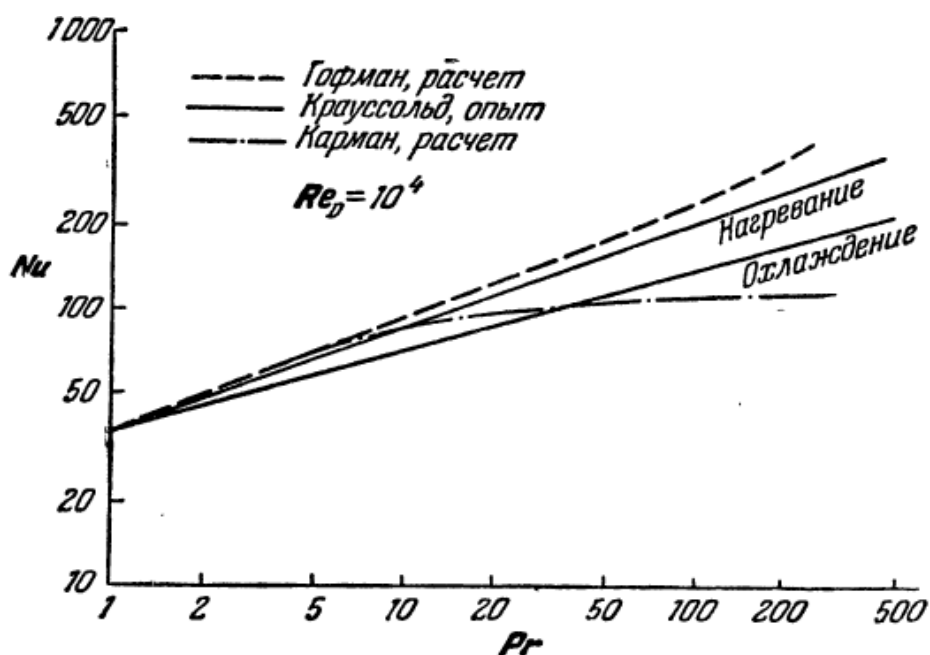


Рис. 2.2. Сравнение расчетных и экспериментальных данных о теплообмене в турбулентном потоке в трубе

Из рисунка видно, что при значениях числа Pr близких к единице, они практически совпадают и расхождение начинается после $Pr > 15$. Наиболее надежными экспериментальными данными в тот период были результаты Крауссольтца [36], которые имеют вид:

- для нагрева

$$Nu = 0,024 \cdot Re_D^{0,8} \cdot Pr^{0,37}; \quad (2.16)$$

- для охлаждения

$$Nu = 0,024 \cdot Re_D^{0,8} \cdot Pr^{0,3}. \quad (2.17)$$

Следует отметить, что по сравнению с теоретическими зависимостями, в приведенных данных число Рейнольдса определен по диаметру трубы, а не толщине пограничного слоя и отсутствует критерий Стэнтона, который заменен постоянной величиной.

Для определения критерия Стэнтона необходимо установить связь между коэффициентами теплоотдачи и трения. Для этого воспользуемся известной связью между касательным напряжением и коэффициентом гидравлического сопротивления [37,38]

$$\tau_w = \frac{\xi}{8} \cdot \rho \cdot \bar{v}^2, \quad (2.18)$$

где ξ - коэффициент гидравлического сопротивления.

Для более удобной формы записи в качестве масштабной величины можно использовать величину динамической скорости, используемой в предыдущих зависимостях

$$v^* = \bar{v} \cdot \sqrt{\frac{\xi}{8}}. \quad (2.19)$$

Если использовать аналогию Рейнольдса, то есть $Pr = 1$, то можно записать

$$Nu = \frac{c_f}{2} \cdot Re, \quad (2.20)$$

где $c_f = \frac{2 \cdot \tau_w}{\rho \cdot \bar{v}^2}$.

Используя полученную зависимость $c_f = \frac{\xi}{4}$ получим

$$Nu = Re \cdot \frac{\xi}{8}. \quad (2.21)$$

Если записать зависимость для коэффициента трения соотношение $\xi = 0,184 \cdot Re^{-0,2}$, то для критерия Стэнтона можно получить следующее выражение

$$St = 0,023 \cdot Re^{-0,2}. \quad (2.22)$$

Если подставить величину критерия Стэнтона в уравнение (2.16), можно получить зависимость общепринятого вида для определения коэффициента теплоотдачи

$$Nu = A \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^m, \quad (2.23)$$

где A и m - константы.

В целом следует отметить, что теоретическое определение коэффициента теплоотдачи чрезвычайно затруднительно, так как требует полной информации о турбулентных характеристиках потока газа: профилях скорости, коэффициенте турбулентного переноса, структуре пограничного слоя и др. Только при этих условиях можно точно определить величину теплообмена, например, решить интеграл Лойона. Причем все это можно сделать только при условии изотропности протекаемых процессов. Для изотропных случаев возможно применение только эмпирических исследований. Например, для газов можно использовать известную зависимость, дающую хорошие результаты [39]

$$Nu = 0,0225 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,6}. \quad (2.24)$$

В последние годы получила распространение методика расчета теплообменных процессов с помощью компьютеров. В этих случаях задается математическая модель практически любой сложности и определяется численное ее решение. Достоинством данного способа является возможность переработки больших объемов информации, в том числе уравнений теплообменных процессов, уравнений состояния газов, гидродинамики движения потоков, определяющих гидравлические показатели установки от которых зависят эксплуатационные затраты. Примером такого подхода является работа [17-21], в которой разработана математическая модель теплообменного процесса в жаротрубном элементе водогрейного котла малой мощности (>100 кВт). Математическая модель включает в себя 20 нелинейных уравнений, имеющих в своем составе 46 параметров. В основу описания процессов заложены балансовые уравнения процессов теплообмена, уравнения

теплообмена Ньютона-Рихмана, критериальные зависимости для расчета радиационного и конвективного теплообмена. По результатам численных экспериментов получены зависимости для теплоотдачи при различных скоростях потока газа в трубках. Кроме этого проведена оценка влияния на теплоотдачу интенсификаторов турбулентности. Трудностью при использовании данного метода является задание исходных данных в связи с неопределенностью ряда параметров, в частности характеристик дымовых газов и состояния теплообменной поверхности. Как и всякое численное решение, метод дает ограниченные возможности широкого использования.

Интенсификация теплообменных процессов в конвективных трубках может повысить тепловые показатели котлов и их экономичность. У водогрейных котлов малой мощности в большинстве случаев используются теплообменники с жаротрубными элементами, поэтому интенсификацию теплоотдачи желательно исполнять в середине трубок, где движется поток дымовых газов. В настоящее время используются разные способы интенсификации теплообмена, которые связаны со сменой диаметра жаровых трубок и компоновки котла, шероховатости поверхности, схемы движения теплоносителя, установкой в каналах элементов, которые вызывают дополнительную турбулизацию потока, использованием оребрения и др. Большинство этих способов можно классифицировать как внесение дополнительных потерь давления за счет изменения шероховатости поверхностей, ограничивающих движение газового потока. Как правило, эти течения несимметричные и для них разрабатываются эмпирические зависимости.

Экспериментальные данные показывают, что если относительная шероховатость достаточно мала, то ее влиянием на картину турбулентного потока можно пренебречь. В случае песочной шероховатости это справедливо, согласно опытам Никурадзе при $\frac{u^* k}{\nu} < 5$ [36]. Следовательно, перенос тепла в потоке вдоль шероховатой стенки, обладающей малой относительной

шероховатостью, будет подобен переносу тепла в потоке вдоль гладкой стенки, за исключением, быть может, незначительного влияния, обусловленного увеличением площади поверхности шероховатой стенки.

С увеличением шероховатости в пределах $5 < \frac{u^* k}{\nu} < 55$ (для песочной шероховатости) наблюдается рост ее влияния на картину течения. Среди прочих явлений отмечается уменьшение эффективной толщины вязкого подслоя. Это уменьшение оказывает влияние на перенос тепла поперек пограничного слоя в силу того, что элементы шероховатости вызывают возмущения в вязком подслое, которые способствуют турбулентному переносу. Следовательно, элементы шероховатости усиливают активную роль вязкого подслоя. С увеличением числа Pr это благотворное воздействие на перенос тепла будет возрастать. Когда шероховатость становится настолько большой, что $\frac{u^* k}{\nu} > 55$, то эффективная толщина вязкого подслоя равна нулю. В этом случае сопротивление течению перестает зависеть от молекулярного переноса импульса, то есть от вязкости, а следовательно от числа Re . Из этого можно предположить, что перенос тепла также не будет испытывать влияния молекулярного переноса и не будет зависеть не только от числа Re , но и от числа Pr . Но при этом необходимо помнить, что перенос тепла, определяемый коэффициентом вихревой диффузии, в свою очередь зависит от числа Pr , поэтому его влияние на перенос тепла сохраняется.

Если принять, что течение развивается в условиях шероховатой стенки, то сопротивление течению оказываемое элементами шероховатости складывается из вязкого сопротивления стенки и сопротивления формы. В условиях шероховатой стенки ее элементы погружены в полностью турбулентную часть пристеночной области настолько далеко, что сопротивление формы становится преобладающим, и в результате этого сопротивление соответствует квадратичному закону, будучи независимым от числа Re .

Однако перенос тепла не обязательно должен следовать той же модели, что и перенос импульса. Из опытных данных по измерению переноса тепла на цилиндре, обтекаемом равномерным потоком воздуха известно, что число Nu остается функцией числа Re , даже когда отсутствует такая зависимость для коэффициента сопротивления. Следовательно, если элементы шероховатости рассматривать как малые тела, присоединенные к гладкой стенке и обтекаемые турбулентным потоком, можно ожидать влияния числа Re на перенос тепла от стенки жидкости при любом значении числа Re , а также влияние числа Pr , хотя эти эффекты могут оказаться слабее, чем в случае с гладкой стенкой.

Факт увеличения теплообмена за счет установки турбулизаторов установил Нуннер [22] в опытах на медной трубе $d=0,05$ м. Шероховатость он обеспечил с помощью системы кольцевых шайб, который используются в настоящее время в качестве одного из вариантов турбулизации потоков в конвективных трубках котлов.

На рисунке 2.2 видно, что теплообмен существенно увеличивается при турбулизации потока, причем на участке изменения чисел $Re_D > 2 \cdot 10^4$ становится стабильным. Из своих исследований Нуннер сделал вывод, что влияние шероховатости стенки на теплообмен подобно эффекту, который должен наблюдаться при изменении числа Прандтля. Он обобщил зависимость $Nu(Re_D, Pr)$, которая следует из формулы Pr , учета шероховатости стенки [36]

$$Nu = \frac{\lambda}{8} \cdot \frac{Re_D \cdot Pr}{1 + 1,5 \cdot Re_D^{-\frac{1}{8}} \cdot Pr^{-\frac{1}{6}} \cdot \left(Pr \cdot \frac{\lambda}{\lambda_0} - 1 \right)}; \quad (2.25)$$

где Re_D - число Re , в котором в качестве характерного размера принят диаметр трубки;

λ_0 и λ - коэффициенты трения для гладкой и шероховатой трубок.

Наличие члена $Pr \frac{\lambda}{\lambda_0}$ отражает эквивалентность влияния числа Pr и шероховатости на теплообмен.

Это уравнение стало базовым при изучении процессов теплообмена в турбулентных потоках, при дальнейших исследованиях его форма совершенствовалась.

Например, зависимость, предложенная Петуховым [39] для теплообмена в гладких трубах в диапазоне чисел Re от 10^4 до $5 \cdot 10^6$ и Pr от 0 до 2000 имеет следующий вид

$$Nu = \frac{1}{8} \cdot \frac{\xi \cdot Re_D \cdot Pr}{k_1 + 12,7 \cdot \sqrt{\frac{1}{8} \cdot \xi \left(Pr^{\frac{2}{3}} - 1 \right)}}, \quad (2.26)$$

где ξ - коэффициент сопротивления;

$$k_1 = 1 + 900 / Re. \quad (2.27)$$

Величину ξ можно определить задавая модель движения потока. Наиболее распространенные для этого зависимости

$$\xi = (1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^{-2}. \quad (2.28)$$

И формула Блазиуса

$$\xi = 0,316 \cdot Re^{-\frac{1}{4}}. \quad (2.29)$$

Следует отметить, что приведенные зависимости требуют знаний структуры турбулентного потока, что далеко не всегда возможно. Поэтому получил развитие полуэмпирический и эмпирический подходы к изучению теплообмена турбулентных потоков, однако почти все из них имеют форму зависимости.

В настоящее время разработано значительное количество полуэмпирических зависимостей для величины коэффициента теплоотдачи, поэтому в работах [36-40] выполнен анализ результатов применения различных методик расчетов коэффициента теплоотдачи. Проведено сравнение нормативного метода и методики, изложенной в работе Михеева [37].

Рассмотрена зависимость из нормативного метода расчета теплогенераторов в следующей форме

$$\alpha = 0,023 \cdot \frac{\lambda_0}{d} \cdot \text{Re}^{0,8} \cdot \text{Pr}^{0,4} \cdot C_L \cdot C_f. \quad (2.30)$$

Отмечено, что в расчетах по нормативному методу не учитывается отличие между вязким и инерционным режимами. Более перспективными являются зависимости [37,39] в следующей форме:

$$\alpha = 1,4 \cdot \frac{\lambda_0}{d} \cdot \left(\frac{d}{L} \cdot \text{Re} \right)^{0,4} \cdot \text{Pr}^{0,33}; \quad (2.31)$$

$$\alpha = 0,037 \cdot \frac{\lambda_0}{d} \cdot \text{Re}^{0,75} \cdot \text{Pr}^{0,43} \left(\frac{\mu_{cm}}{\mu} \right)^{0,25}. \quad (2.32)$$

В этих трех формулах приняты следующие обозначения:

λ_0 - коэффициент теплопроводности при средней температуре газов;

d - внутренний диаметр трубы;

C_L и C - эмпирические коэффициенты, определяемые по номограмме;

L - длина трубы;

μ_{cm} и μ - коэффициенты динамической вязкости при температуре стенки и средней температуре.

Сравнительный анализ выполнен для случая вынужденной конвекции для омывания трубок. Установлено, что расчеты по нормативному методу дают заниженные результаты. Для расчета интенсивности теплоотдачи от стенки к воде в жаротрубных котлах малой мощности рекомендуются следующие зависимости [39,41-45]

$$\alpha = 0,75 \cdot \left(\frac{g \cdot \beta_L \cdot (t_w - t_L) \cdot L^3 \cdot \text{Pr}_L}{\nu_L^2} \right)^{0,25} \cdot \left(\frac{\text{Pr}_L}{\text{Pr}_w} \right)^{0,25} \cdot \frac{\lambda_L}{L}; \quad (2.33)$$

$$\alpha = 0,35 \cdot \frac{\lambda_L}{d_{\text{экв}}} \cdot \left(\frac{w_L \cdot d_{\text{экв}}}{\nu_0} \cdot \text{Pr}_0 \cdot \frac{d_{\text{экв}}}{L} \right)^{0,3} \cdot \left(\frac{g \cdot \beta_L \cdot (t_w - t_L) \cdot L^3}{\nu_0^2} \cdot \text{Pr}_0 \cdot \frac{d_{\text{экв}}}{L} \right)^{0,18} \cdot \left(\frac{t_w - t'}{t_w - t_L} \right), \quad (2.34)$$

где $d_{\text{экв}}$ - эквивалентный диаметр канала, занятого жаротрубным пучком;

ν_0 и Pr_0 - теплофизические свойства воды при температуре $t_0 = 0,5 \cdot (t_w + t_L)$;

t' - температура воды на входе в котел;

t_L и t_w - средняя температура жидкости и стенки;

Полученные в работе результаты по вышеприведенным зависимостям показывают, что использование нормативного метода не позволяет достаточно надежно анализировать тепловые процессы в жаротрубных элементах водогрейных котлов малой мощности. Для обоснованного использования указанных зависимостей для расчета интенсивности теплоотдачи в жаровых трубках необходимы дополнительные экспериментальные исследования. В работах [31,32,46-73] рассмотрен способ интенсификации теплообмена с помощью турбулизаторов потока. Этот способ интенсификации связан с изменением сечения и компоновки каналов. Изучены варианты установки цилиндрических вставок, пластин и комбинированного варианта из этих двух составляющих. В результате числовых экспериментов авторами получены данные по их влиянию на коэффициент теплоотдачи, температуры на выходе из трубы и потери давления.

2.2. Модель движения твердых частиц в газоходах котлов

При сжигании органического топлива в теплогенераторах в продуктах сгорания находятся твердые частицы (при сжигании газа – углерод в твердом виде, угля – зола, мазута – сажа), которые оседают на конвективных поверхностях и снижают эффективность за счет меньшего коэффициента теплопроводности.

Изучение движения частиц в газо-воздушном потоке необходимо для определения возможности зарастания конвективных трубок жаротрубного теплогенератора, а также правильного выбора наиболее эффективных способов очистки при стремлении к минимальным энергозатратам.

Главной задачей теоретических исследований является анализ и оценка величины действующих на частицу массовых сил. При этом принимаем, что частицы золы достаточно крупные, чтобы не учитывать влияние на них броуновского движения.

При вязком движении на горизонтальных участках газопотоков частица будет оседать под действием силы тяжести независимо от горизонтальной скорости движения потока. В этом случае уравнение ее движения запишем в виде

$$m \frac{du}{dt} = P + F, \quad (2.35)$$

где u - скорость частицы;

m - масса частицы;

P - сила, действующая на частицу;

F - сила сопротивления.

Возможность решения уравнений подобного типа зависит от расшифровки величины F , которая существенно зависит от режима движения газо-воздушного потока.

Кроме указанного, могут быть следующие случаи движения частиц:

1. В вертикальном потоке при скорости газового потока меньше скорости витания частиц. В этом случае частица равномерно оседает.
2. В вертикальном потоке при скорости газового потока выше скорости витания частиц. В этом случае частица движется вверх с ускорением. Через некоторый промежуток времени, связанный с временем релаксации, скорости газа и частиц могут быть почти равными (без учета пульсаций скоростей, частица должна отставать от газового потока).
3. Частица движется в нисходящем потоке, в этом случае скорость частицы будет равна сумме скоростей витания частиц и газа.

В процессе изучения движения твердых частиц необходимо также считаться с внутренним взаимодействием. Например, при движении в восходящем потоке более мелкие частицы двигаясь быстрее крупных, ударяются о них и заставляют двигаться быстрее. При этом мелкие частицы теряют свою скорость. Все это приводит к некоторым отступлениям от общепринятых законов движения. Так при движении вниз крупные частицы

будут двигаться быстрее и подталкивать мелкие, которые получают ускорение, а крупные несколько потеряют скорость.

Все это приводит к некоторым отступлениям от используемых закономерностей движения и требует осреднения рассматриваемых параметров. Кроме того, в восходящем потоке происходит закручивание частиц, так как каждая частица имеет максимальное и минимальное поперечные сечения. При максимальном сечении частица будет двигаться вверх, при минимальном – вниз. Получается, что частица имеет две критические скорости: максимальную – при расположении наибольшего сечения частицы перпендикулярно направлению движения потока и минимальную, если перпендикулярно направлению движения потока будет расположено наименьшее сечение.

Если скорость газов меньше максимальной критической скорости и больше минимальной, то частица в первом случае будет двигаться вверх, а во втором – вниз. Устойчивое равновесие частицы в этом случае будет при ее вращении, которое может возникнуть по разным причинам: удары частиц одна о другую, неравномерность потока, удары частиц о стенки труб. Эффект вращения является нежелательным, так как требует дополнительных затрат энергии на вращение частиц, и является причиной скопления золы в газоходах. Следует также отметить неравномерность скоростей газов по сечению газохода, у стенок они минимальные, середине потока – максимальные. Это создает условия, при которых крупные частицы концентрируются у стенок трубы, причем при действии силы перпендикулярно направлению движения потока (эффект Магнуса) происходит уплотнение потока с возможным зарастанием газохода.

Указанные факторы обуславливают:

- подъем частиц большего размера по сравнению с расчетными;
- увеличение скоростей частиц больших размеров и уменьшение меньших по сравнению со скоростями движения единичных зерен; происходит некоторое усреднение скоростей движения частиц;

- уменьшение разности скоростей движения газа и частиц;
- уравнивание коэффициентов сопротивления частиц разной формы.

Заметим, что процесс подталкивания увеличивает скорость движения более крупных частиц, тогда как закручивание уменьшает ее. При анализе движения частиц следует учитывать также внешние силы, к которым относятся силы тяжести, центробежные, электрические, магнитные и другие. Из сил, действующих со стороны газообразной фазы необходимо выделить силу сопротивления, силу Архимеда, которые, как правило, не учитываются. В общем виде сила сопротивления может быть записана в следующей форме

$$F = \frac{C_D \cdot \rho \cdot S}{2} (V - u)^2, \quad (2.36)$$

где C_D - коэффициент сопротивления частицы;

ρ - плотность газа;

S - миделево сечение частицы;

V - скорость газа.

Сложность при определении коэффициента сопротивления вызвана зависимостью его от режима течения, то есть $C_D = f(\text{Re})$, где в качестве характерного линейного размера используется диаметр частицы. Для вязкого течения при обтекании сферы эта зависимость имеет следующий вид

$$C_D = \frac{24}{\text{Re}}. \quad (2.37)$$

Подставив зависимость (3.85) в формулу (3.84) получим зависимость для определения силы сопротивления в виде известной формулы Стокса:

$$F = 3 \cdot \pi \cdot d \cdot C \cdot \rho \cdot (V - u)^2, \quad (2.38)$$

где d - диаметр частицы;

ν - коэффициент кинематической вязкости.

Из приведенной формулы видно, что при вязком обтекании сила сопротивления скорости газа и частицы связаны линейной зависимостью, что в некоторых случаях облегчает теоретические исследования.

Разность скоростей $(V - u)$ в значительной мере определяют величину силы, действующей на частицу, поэтому во многих литературных источниках эту разность называют скоростью скольжения.

Важное значение имеет область применения приведенной зависимости, то есть в каких случаях обтекание можно считать вязким. В этом вопросе нет единого мнения, так, например, Л.Г. Лойцянский [74] предлагает считать вязким режим при $Re < 10^{-2}$, И.Л. Повх [75] при $Re < 1$, С.Б. Старк [76] при $Re < 2$. Для больших величин чисел Re используются различные эмпирические зависимости, хотя базовой для них является “Стоксовская” модель.

В работе [74] проведена оценка погрешностей при применении различных эмпирических зависимостей для переходных режимов для случая сепарации частиц. Наиболее удачной признана зависимость в следующей форме

$$C_D = \frac{24}{Re} + f(Re), \quad (2.39)$$

где $f(Re)$ - величина зависящая от числа Re .

Применение зависимостей в таком виде приводит к погрешности не более 5-7%.

В работе [62] значение C_D определяется в более общей форме

$$C_D = \frac{A}{Re^n}, \quad (2.40)$$

Подставляя эту зависимость в формулу силы сопротивления, решаются уравнения движения в общем виде, путем разложения в биномиальный ряд.

При определении режима обтекания частицы следует учесть и тот факт, что он может изменяться по ходу движения потока, так, например, в газоходах котлов он может изменяться при изменении скорости скольжения частиц.

Рассматривая, в целом, силы действующие на твердую частицу, следует отметить, что полная их расшифровка приведена в уравнениях Чена в следующем виде

$$m \frac{du}{dt} = F(t) + f(V-u) - \frac{md^2}{4} \cdot \nabla P + \frac{1}{8} \cdot \pi \cdot d^2 \cdot \frac{d}{dt} \cdot (V-u) +$$

$$+ \frac{3}{2} \cdot d^2 \cdot \sqrt{\pi \cdot \rho \cdot \mu} \cdot \int_0^1 \frac{d}{dt} \cdot \frac{(V-u)}{t-\tau} d\tau \quad (2.41)$$

где ∇P - градиент давления в жидкости или газе, окружающем частицу;

μ - коэффициент динамической вязкости;

τ - время релаксации.

В рассматриваемом уравнении член $\frac{md^2}{4} \cdot \nabla P$ обусловлен действием градиента давления движущегося газового потока, $F(t)$ представляет собой силу, действующую на частицу, слагаемое $f(V-u)$ определяет величину силы межфазного взаимодействия, четвертый член правой части выражает силу, ускоряющую присоединенную массу частицы, и последнее интегральное слагаемое, согласно Басе, отклонение течения от установившегося состояния.

Члены, содержащие градиент давления, присоединенную массу и силу Басе, существенны лишь в том случае, когда плотность жидкости того же порядка, что и плотность твердой частицы, или превосходит ее. Для дымовых газов, в которых $\rho_T \gg \rho$ уравнение можно упростить

$$\frac{du}{d\tau} - f(u) = -f(V) + F(t)$$

$$f = \frac{g \cdot \nu \cdot \rho}{d^2(2 \cdot \rho_T + \rho)}, \quad (2.42)$$

где ρ_T - плотность частицы;

f - постоянная времени взаимодействия фаз.

Все вышеприведенные выводы получены при условии сферичности частиц. В случае другой формы закономерности качественно будут те же, но необходимо вводить коэффициенты, определяемые экспериментально.

Поскольку форма частиц зола, движущейся по газоходам, отличается от сферической, то необходимо вводить соответствующие коррективы. В существующих методиках переход от сферической частицы к несферической

осуществляется путем введения коэффициентов формы f и сферичности ψ . Коэффициент формы представляет собой отношение поверхности частицы несферической формы S к поверхности эквивалентного шара $S_{ш}$, объем которого равен объему несферической частицы W .

В вязкой области обтекания скорость витания пропорциональна поверхности частицы. Сопротивление, оказываемое частицей пропорционально скорости. Следовательно, коэффициент формы, выражаемый как отношение поверхностей несферической и шарообразной частицы, есть отношение сопротивления соответствующих сред. Это отношение часто называют динамическим коэффициентом формы.

Диаметр d_3 эквивалентного шара может быть выражен через объем несферической частицы W

$$d_3 = \left(\frac{6 \cdot W}{\pi} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (2.43)$$

Тогда поверхность эквивалентного шара может быть записана в виде:

$$\pi \cdot (6 \cdot W / \pi)^{\frac{2}{3}},$$

а коэффициент формы можно записать в следующей форме

$$f = \frac{S}{S_{\phi}} = 0,207 \frac{S}{W^{\frac{2}{3}}}.$$

Отношение поверхностей равно квадрату отношений диаметров, поэтому в формулы в которые входит диаметр частиц следует в качестве коэффициента формы подставлять значение, определяемое выражением

$$\left(0,207 / W^{\frac{2}{3}} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (2.44)$$

Коэффициентом сферичности называется величина, обратная коэффициенту формы

$$\psi = \frac{1}{f} = 4,8 \frac{W^{\frac{2}{3}}}{S}. \quad (2.45)$$

При обтекании газовым потоком тел несферической формы, коэффициент сопротивления является функцией не только параметра Re , но и коэффициента сферичности. При вязком обтекании, когда коэффициент сопротивления может быть выражен формулой a/Re , значение величины a может быть записано в следующей форме

$$a = \frac{24}{0,843 \cdot \ln \frac{\psi}{0,065}}. \quad (2.46)$$

Для частиц сферической формы ($\psi = 1$) знаменатель равен единице и для определения коэффициента сопротивления служит известная зависимость $24/Re$. При расчете критерия Re определяющим линейным размером является диаметр шара, равного по объему частице несферической формы.

Теоретические исследования движения твердых частиц в газоходах котлов малой мощности специфичны в том, что участки газоходов в основном имеют малые размеры, в частности по длине, и частицы не успевают приобрести равномерное движение. При широком спектре размеров частиц (размеры частиц колеблются от микрометров до миллиметров) может сложиться такая ситуация, что на коротких участках газоходов мелкие частицы могут достичь скоростей, близких к скорости газа, а крупные нет. Этот фактор важен при определении условий подвода к газоочистным аппаратам и выбросе дымовых газов в атмосферу.

Рассмотрим движение частицы в горизонтальном газоходе при перемещении ее за счет силы сопротивления. Уравнение движения в этом случае можно записать в следующей форме

$$m \frac{du_x}{dt} = C_D \cdot S \frac{\rho \cdot (V_x - u_x)^2}{2}, \quad (2.47)$$

где V_x и u_x - горизонтальные составляющие скорости, соответственно газа и частицы.

Для решения уравнения необходимо расшифровать величину коэффициента лобового сопротивления, для чего определить режим обтекания.

Приведем данные по фракционному составу частиц золы при сжигании энергетического антрацита в котле (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Фракционный состав частиц летучей золы

| | Размер частиц, мкм | | | | | | |
|-----------------------|--------------------|-------|-------|-------|-------|--------|------|
| | <10 | 10-20 | 20-40 | 40-60 | 60-86 | 86-100 | >100 |
| Фракционный состав, % | 3 | 3 | 7 | 7 | 7 | 6 | 67 |

Из приведенной таблицы видно, что 67% частиц имеют размер более 100 мкм.

Для данного фракционного состава частиц летучей золы и различных скоростей газа выполнен расчет чисел Re при температурах газов осредненных по всему контуру движения. Результаты приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Значения чисел Re для частиц золы при различных скоростях

| Размер частиц, мкм | Скорость потока, м/с | | | |
|--------------------|----------------------|-----------|-----------|-----------|
| | 3 | 4 | 5 | 6 |
| <10 | <0,4 | <0,52 | <0,66 | <0,79 |
| 10-20 | 0,4-0,79 | 0,52-1,05 | 0,66-1,31 | 0,79-1,57 |
| 20-40 | 0,79-1,57 | 1,05-2,1 | 1,31-2,62 | 1,57-3,15 |
| 40-60 | 1,57-2,36 | 2,1-3,15 | 2,62-3,93 | 3,15-4,72 |
| 60-86 | 2,36-3,38 | 3,15-4,51 | 3,93-5,64 | 4,72-6,76 |
| 86-100 | 3,38-3,93 | 4,51-5,24 | 5,64-6,55 | 6,76-7,86 |
| >100 | >3,93 | >5,24 | >6,55 | >7,86 |

Продолжение таблицы 2.2

| Размер частиц, мкм | Скорость потока, м/с | | | |
|-----------------------|----------------------|------------|------------|-------------|
| | 7 | 8 | 9 | 10 |
| <10 | <0,92 | <1,05 | <1,18 | <1,31 |
| 10-20 | 0,92-1,84 | 1,05-2,1 | 1,18-2,36 | 1,31-2,62 |
| 20-40 | 1,84-3,67 | 2,1-4,19 | 2,36-4,72 | 2,62-5,24 |
| 40-60 | 3,67-5,51 | 4,19-6,29 | 4,72-7,08 | 5,24-7,86 |
| 60-86 | 5,51-7,89 | 6,29-9,02 | 7,08-10,14 | 7,86-11,27 |
| 86-100 | 7,89-9,17 | 9,02-10,49 | 10,14-11,8 | 11,27-13,11 |
| >100 | >9,17 | >10,49 | >11,8 | >13,11 |

Из таблицы видно, что при начальных условиях движения частицы режим обтекания нельзя считать вязким, он имеет переходный характер. Исходя из этого, необходимо выбирать зависимость для коэффициента сопротивления. Как указывалось ранее, наиболее точными являются зависимости вида (2.39). Наиболее точной из этого ряда является зависимость Клячко

$$C_D = \frac{24}{\text{Re}} + \frac{4}{\sqrt[3]{\text{Re}}}. \quad (2.48)$$

Подставляя данную зависимость в уравнение (2.47) и проведя некоторые сокращения, получим

$$\frac{du_x}{dt} = U_x \left(C + D \cdot U_x^{\frac{2}{3}} \right), \quad (2.49)$$

где $C = 18 \frac{\rho}{\rho_T} \frac{\nu}{d^2}$;

$$A = 3 \frac{\rho}{\rho_T} \frac{\sqrt[3]{\nu}}{d \cdot \sqrt[3]{d}}.$$

Следует отметить, что величина C имеет размерность обратную времени, поэтому в теории аэрозолей $\tau = \frac{1}{C}$ называется временем релаксации.

$U_x = V_x - u_x$ - относительная скорость движения частицы, или скорость скольжения. Уравнение (2.49) является нелинейным дифференциальным

уравнением первого порядка. Для решения уравнения сделаем замену переменных следующим преобразованием

$$U = y^{-\frac{3}{2}}; \quad \frac{du}{dt} = \frac{3}{2} \cdot y^{-\frac{5}{2}} \cdot \frac{dy}{dt}. \quad (2.50)$$

Подставляя в уравнение (2.49) и проведя преобразования, получим

$$\frac{dy}{dt} = \frac{2}{3} \left(\frac{y}{\tau} + A \right). \quad (2.51)$$

Интегрирование уравнения (2.51) проводится в квадратурах

$$\ln(y + A \cdot \tau) = \frac{2t}{3\tau} + \ln C, \quad (2.52)$$

где C_{const} - постоянная интегрирования.

Спотенцировав выражение, получим

$$y + A \cdot \tau = C \cdot e^{\frac{2t}{3\tau}}. \quad (2.53)$$

Произведя обратную замену переменных, получим

$$(V_x - u_x)^{-\frac{2}{3}} + A \cdot \tau = C \cdot e^{\frac{2t}{3\tau}}. \quad (2.54)$$

Для определения постоянной интегрирования, примем начальные нулевые условия $u_x|_{t=0} = 0$. Подставляя начальные условия в уравнение (2.54), получим постоянной интегрирования

$$C_{const} = - \left(C \cdot V^{-\frac{2}{3}} + A \right). \quad (2.55)$$

Подставляя в уравнение (2.54) расшифровку постоянной интегрирования, получим окончательный ответ

$$(V_x - u_x)^{-\frac{2}{3}} + A \cdot \tau = \left(V_x^{-\frac{2}{3}} + A \cdot \tau \right) \cdot e^{\frac{2t}{3\tau}}. \quad (2.56)$$

Для проведения сравнительного анализа, следует учесть, что из уравнения можно получить зависимость для вязкого “Стоксовского” обтекания, подставив в формулу (2.56) $A = 0$. Тогда получим:

$$(V_x - u_x)^{-\frac{2}{3}} = V_x^{-\frac{2}{3}} \cdot e^{\frac{2t}{3\tau}} \quad (2.57)$$

Или упростив

$$u_x = V_x - \left[\left(V_x^{-\frac{2}{3}} + A \cdot \tau \right) \cdot e^{\frac{2t}{3\tau}} - A \cdot \tau \right]^{\frac{3}{2}}. \quad (2.58)$$

Полученный результат обработан в виде графической зависимости и представлен на рисунке 2.3.

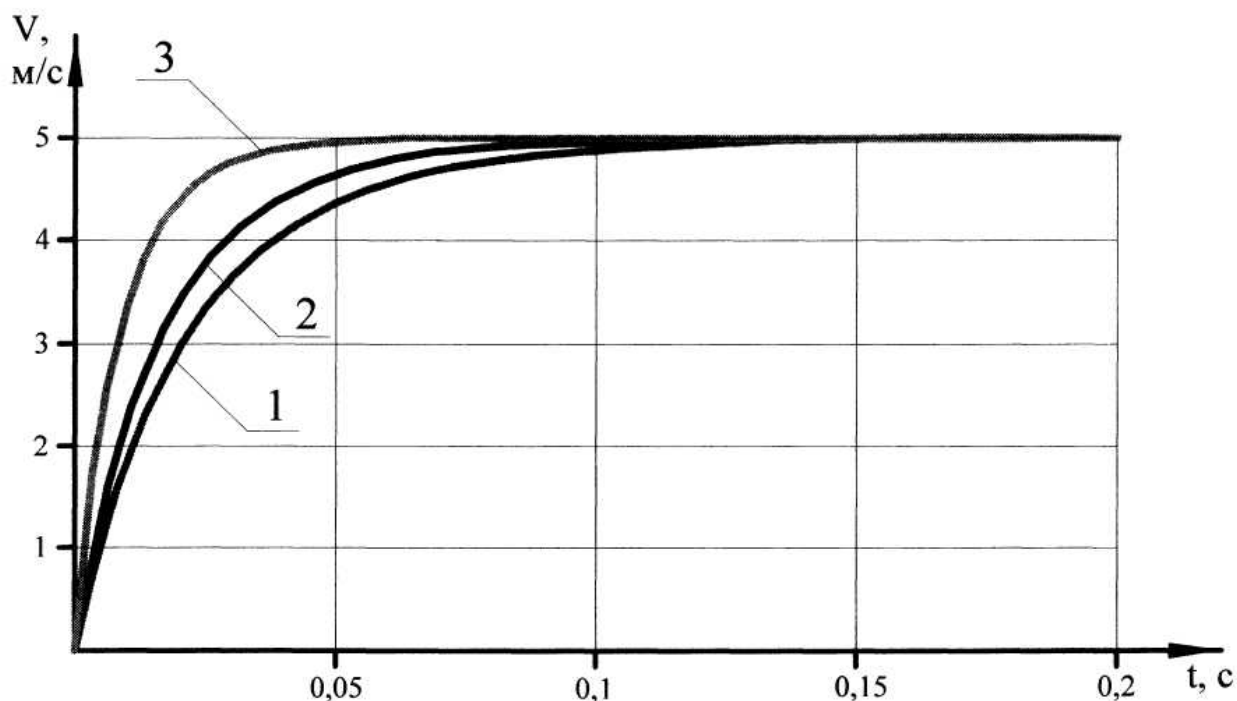


Рис. 2.3. Изменение скорости движения частицы во времени

- 1 – частица размером 100 мкм;
- 2 – частица размером 86 мкм;
- 3 – частица размером 60 мкм.

На рисунке 2.3 представлены зависимости скоростей частиц различных размеров от времени разгона на начальных участках движения. Из рисунка видно, что частица разгоняется по параболической зависимости и асимптотически стремится к скорости газа. При этом через определенный промежуток времени она входит в Стоксовскую область движения. Время разгона увеличивается с увеличением диаметра частицы. Полученные результаты позволяют определить скорости движения твердых частиц и время пребывания их в любой точке контура.

Учитывая, что скорость частицы в одномерном движении направлена только горизонтально, то можно записать $u = \frac{dx}{dt}$. Тогда уравнение (2.58) примет вид

$$\frac{dx}{dt} = V - \left[\left(V^{-\frac{2}{3}} + A \cdot \tau \right) \cdot e^{\frac{2t}{3\tau}} - A \cdot \tau \right]^{-\frac{3}{2}}. \quad (2.59)$$

Это даст возможность определить второй интеграл уравнения движения частицы

$$x = V \cdot t + \frac{3}{A} \cdot \left[\left(V^{-\frac{2}{3}} + A \cdot \tau \right) \cdot e^{\frac{2t}{3\tau}} - A \cdot \tau \right]^{-\frac{1}{2}} + \frac{3}{A \cdot \sqrt{A \cdot \tau}} \cdot \operatorname{arctg} \left(\frac{\left(V^{-\frac{2}{3}} + A \cdot \tau \right) \cdot e^{\frac{2t}{3\tau}} - A \cdot \tau}{A \cdot \tau} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (2.60)$$

Аналогично первому интегралу граничные условия также принимаются нулевыми: $x = 0$ при $t = 0$. Определив постоянную интегрирования, получим выражение для второго интеграла уравнения

$$x = V \cdot t + \frac{3}{A} \cdot \left[\left(V^{-\frac{2}{3}} + A \cdot \tau \right) \cdot e^{\frac{2t}{3\tau}} - A \cdot \tau \right]^{-\frac{1}{2}} + \frac{3}{A \cdot \sqrt{A \cdot \tau}} \cdot \operatorname{arctg} \left(\frac{\left(V^{-\frac{2}{3}} + A \cdot \tau \right) \cdot e^{\frac{2t}{3\tau}} - A \cdot \tau}{A \cdot \tau} \right)^{\frac{1}{2}} - \left(\frac{3}{A} \cdot V^{\frac{1}{3}} + \frac{3}{A \cdot \sqrt{A \cdot \tau}} \cdot \operatorname{arctg} \frac{V^{-\frac{1}{3}}}{\sqrt{A \cdot \tau}} \right). \quad (2.61)$$

На основании полученного уравнения строится графическая зависимость длины нестационарного пробега частицы, показанная на рисунке 2.4.

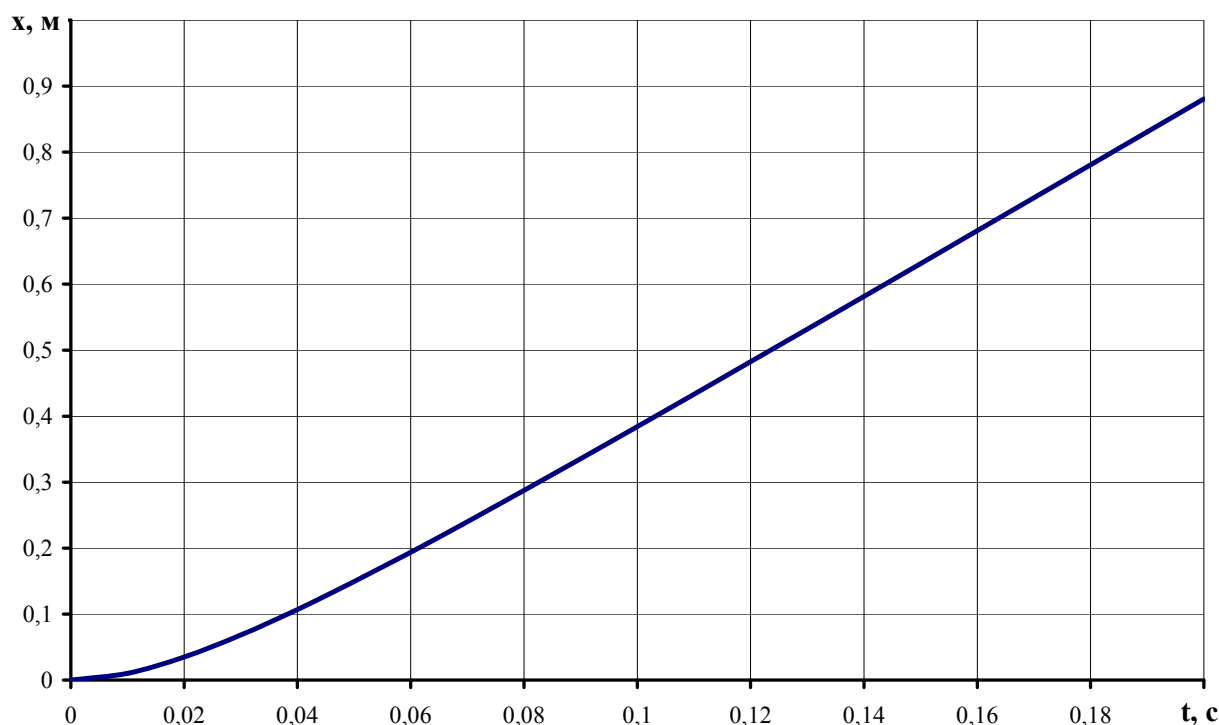


Рис. 2.4. Длина нестационарного пробега частицы

На рисунке 2.4 приведена зависимость времени от расстояния, которое проходит частица диаметром 100 мкм в ускоренном режиме.

Приведенный рисунок позволяет определить длину пробега в нестационарном режиме, то есть то расстояние, которое необходимо пройти частице, чтобы скорость скольжения приблизилась к нулю. Практическим применением данной зависимости является возможность определения размеров входных участков золоуловителей и параметров движения пылегазовых потоков внутри аппаратов.

Выводы по разделу 2

1. Полученные в работе результаты указывают, что использование нормативного метода теплового расчета котлоагрегата не позволяет достаточно надежно анализировать теплообменные процессы в жаротрубных элементах котлов малой мощности. Для обоснованного использования полученной

математической модели для расчета интенсивности теплоотдачи в жаровых трубках необходимы дополнительные экспериментальные исследования.

2. Аналитически получена математическая модель движения частицы при невязком обтекании с учетом критерия Клячко. Полученные первый и второй интегралы позволили определить закономерности движения твердых частиц в нестационарных условиях, что характерно для котлов малой мощности. Первый интеграл позволяет оценить время разгона частиц различного размера до величины скорости потока. В этом случае можно определить границы модели вязкого обтекания. Второй интеграл позволяет определить расстояние, на котором произойдет стабилизация движения частицы. Практическое применение результатов работы позволяет определить размеры входных участков золоуловителей, а также закономерности движения твердых частиц в пучках конвективных трубок жаротрубного теплогенератора.

РАЗДЕЛ 3

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОНВЕКТИВНОГО ТЕПЛООБМЕНА В ЖАРОТРУБНЫХ ТАПЛОГЕНЕРАТОРАХ

3.1 Объект и принципиальная блок-схема исследований

Исходя из поставленных задач в работе основным объектом проводимых исследований является конвективная часть жарогазотрубного теплогенератора малой мощности.

Структурно-логическая схема (Рис.3.1) предусматривает такую последовательность выполнения исследований:

- теплотехнические основы работы конвективной части жарогазотрубного теплогенератора,
- модели теплообмена внутри конвективных поверхностей и оптимизация параметров;
- физические модели теплообменных и экологических процессов;
- математическое моделирование теплообменных процессов внутри трубок конвективной части жарогазотрубного теплогенератора;
- моделирование режимов работы конвективных поверхностей при изменении тепловых нагрузок;
- рекомендации по оптимизации, расчету и проектированию конвективных поверхностей нагрева жаротрубных теплогенераторов.

Основными требованиями при разработке и создании теплотехнического оборудования, использующего органическое топливо, являются эффективное использование топлива и снижение вредных выбросов в атмосферу.

При разработке жарогазотрубных теплогенераторов одной из главных задач является создание конвективных поверхностей нагрева, которые должны

обеспечить повышенный теплосъем при меньших габаритных размерах, наряду с высокими экономическими, эксплуатационными и экологическими показателями.

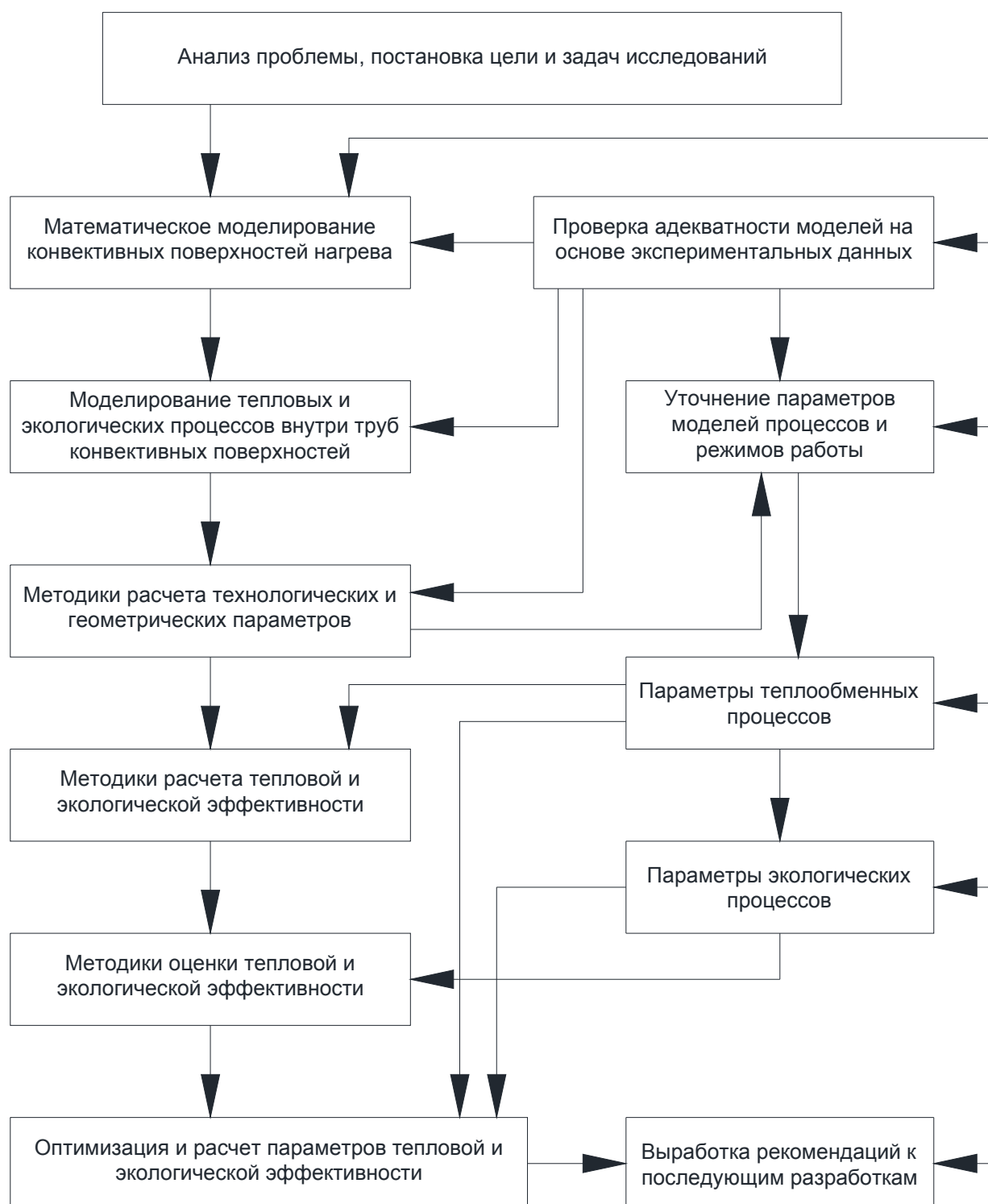


Рис. 3.1. Структурно-логическая схема исследований

Конвективные поверхности нагрева жаротрубных теплогенераторов выполняются, как правило, в виде каналов круглого сечения, по которым движутся продукты сгорания. Тепловые и гидравлические режимы работы конвективных поверхностей нагрева, характеризуются малыми тепловыми напряжениями этих поверхностей, низкими скоростями движения продуктов сгорания и нагреваемой воды [77].

Для увеличения конвективной составляющей порядка 30 % в суммарном теплообмене в жаротрубных теплогенераторах в последние годы ведущие котлостроительные фирмы внутрь трубок конвективного пучка вставляют специальные вставки различной формы - турбулизаторы. Однако применение турбулизаторов происходит без должного теоретического обоснования и экспериментальных исследований.

Так как модель процесса теплообмена и аэродинамики газового потока в конвективных трубках является многофакторной задачей, не имеющей в настоящее время однозначного аналитического решения, то при исследовании вышеназванных процессов общепринятым является экспериментальный метод.

3.2 Экспериментальная установка для определения тепловых и аэродинамических характеристик течения продуктов сгорания в конвективных трубках

Для проведения исследований, которые определены задачами работы, в соответствии с требованиями теории моделирования [78,79] на основании обобщения разнообразных конструкций жаротрубных теплогенераторов была разработана и изготовлена экспериментальная модель в масштабе 1:10 тепловой мощностью 1,6 МВт (Рис. 3.2).

Установка включает узел подвода природного газа к горелке 14, состоящий из пробкового отключающего крана 1, газового счетчика 2,

нихромовая нить 16 для стабилизации факела, которая подключена к автотрансформатору 8.

Для подачи воздуха к горелке используется воздуховод 11, подсоединенный к вентилятору 9, за которым установлен шибер 10. Перед входом в проточную часть горелки 14 на расстоянии $4d_f$ встроена интегральная трубка 12 с тарировочным коэффициентом 0,97, подключенная к микроманометру 13. За теплогенератором в газоход вводится капилляр 23 газоанализатора. Газоход соединен с дымовой трубой 24.

На поверхности внутренней трубы топки и на наружной поверхности крепились по 5 температурных датчиков DS 1921.

Проведение исследований на описанной опытно-промышленной установке осуществлялось в следующей последовательности. Включались в работу вентилятор 9 и открывался кран подачи воды для охлаждения камеры сгорания теплогенератора 5. Затем зажигали дутьевой запальник 26. Устанавливались необходимые расход воздуха на горение с помощью шибера 10, открывали кран 1 подачи газа. Газ через насадок 4 поступал в горелку 14, где смешивался с потоком воздуха. На выходе из горелки 14 происходило воспламенение газозооушной смеси от дутьевого запальника 26. После этого запальник 26 убирали, а гнездо запальника уплотняли. Стабилизация факела осуществлялась с помощью нихромовой нити 16, размещенной в центре устья горелки 14. На нихромовую нить 16 подавалось напряжение от сети переменного тока через лабораторный автотрансформатор 8. Нижний предел напряжения на нихромовую нить определялся по отсутствию пульсации пламени, что зависело от режима сжигания газа (неполноты смешения газа с воздухом в горелке) и тепловой нагрузки горелки. Величина напряжения регулировалась при минимальной неполноте смешения газа с воздухом в горелке, зависящей от его расположения относительно среза горелки. После розжига горелки 14, размещения газового насадка 4 в необходимое положение и установки по расходомерам воздуха и газа заданной тепловой нагрузки, коэффициента избытка воздуха производились замеры температуры и анализ

состава продуктов сгорания за теплогенератором. Если коэффициент избытка воздуха отличался от заданного, осуществляли регулировку расхода воздуха и горение (одновременно контролировали расход газа) до получения заданного α_t .

После выполнения указанного перечня исследований при необходимости производились регулировка до начального значения расхода газа и коэффициента избытка воздуха, замена установленного турбулизатора потока на другой с отличными от первого геометрическими характеристиками и повторялся весь цикл.

3.3 Контрольно-измерительная аппаратура и погрешность измерения параметров

Методическое обеспечение исследований базируется на руководящих нормативных документах, которые устанавливают порядок организации и методику проведения внутреннего и внешнего контроля загрязнения атмосферного воздуха вредными выбросами от стационарных источников и процессов теплообмена в топочной камере [80-89].

Для измерения концентрации оксидов углерода и азота в продуктах сгорания, температуры продуктов сгорания на выходе из теплогенератора и коэффициента избытка воздуха использовался универсальный электронный газоанализатор-оптимизатор процессов сгорания "EcoLine Plus" производства фирмы Evrotron (Италия) (Рис. 3.3).

В газоанализаторе «EcoLine Plus» используются наиболее современные технологии в области контроля процесса горения и технологии электрохимических датчиков. Газоанализатор «EcoLine Plus» позволяет быстро и легко измерять содержание компонентов уходящих газов. Он характеризуется многофункциональностью и простотой в использовании. Диапазоны измерения и пределы погрешности газоанализатора приведены в таблице 3.1.

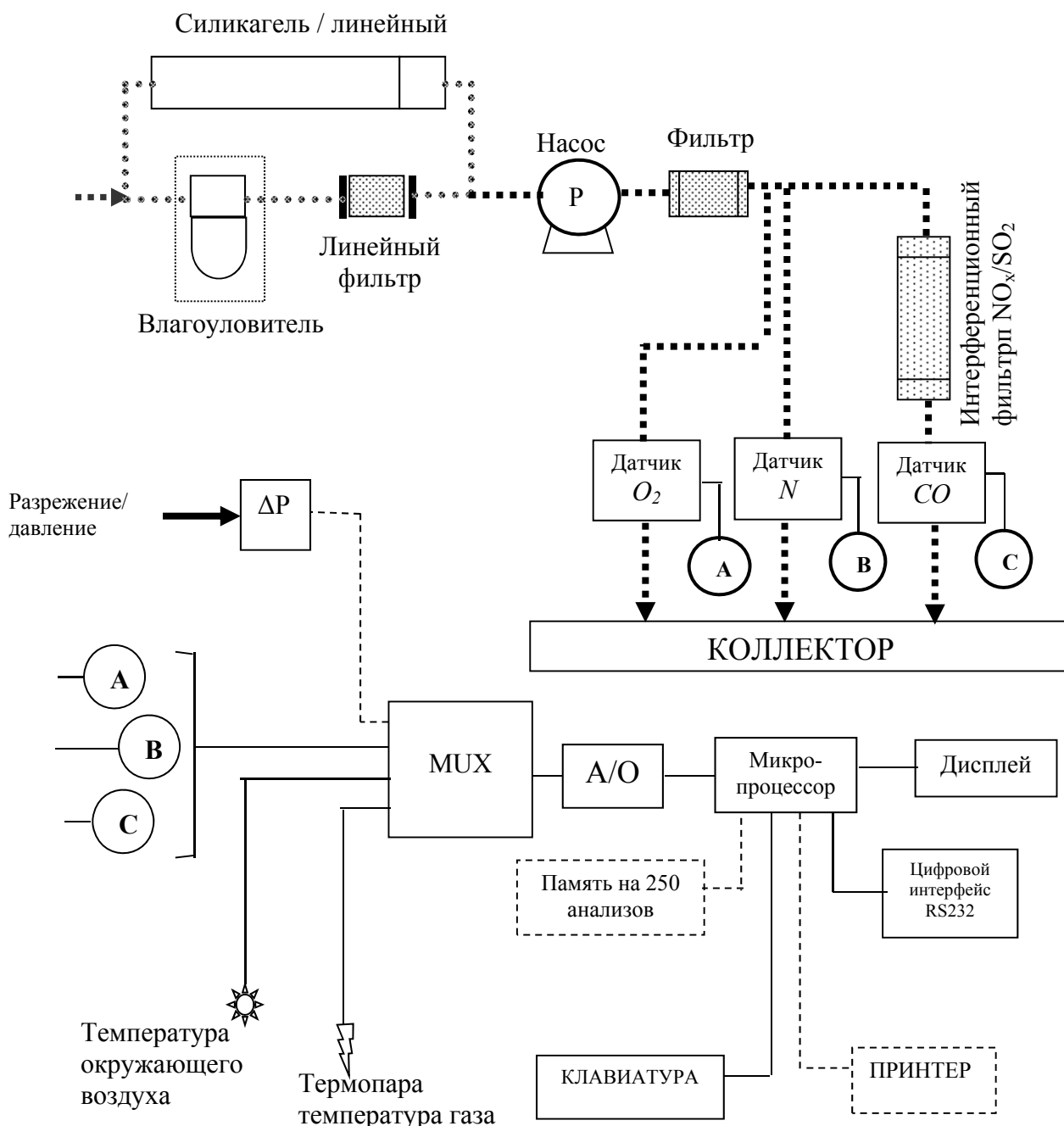


Рис. 3.3. Принципиальная схема газоанализатора "EcoLine Plus"

Температура внутри топочной камеры стенда Тк измерялась пирометром "Смотрич-5ПМ" через предусмотренные гляделки в пяти точках. Полученные значения затем усреднялись. Метрологические характеристики метода (единовременный старт всех датчиков пирометра, единый для всех датчиков временной интервал между замерами, фиксированная длительность периода наблюдения) позволяют фиксировать быстрые процессы измерения

температуры (с периодом от 1 до 255 минут) и дают возможность проводить разносторонний статистический и спектральный анализ экспериментальных данных.

Таблица 3.1

Диапазоны измерения и пределы погрешностей газоанализатора

| Параметр | Датчик | Диапазоны | Разрешающая способность | Погрешность |
|-----------------------------|--------------------------------------|-----------------------|-------------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| O ₂ | Электрохимический | 0-25% | 0,1% | 0,2% от объема |
| CO | Электрохимический | 0-4000 ppm | 1 ppm | +/- 5 ppm (<300ppm) +/- 4% (>300 ppm) |
| CO | Электрохимический | 0-20000ppm | 1 ppm | +/- 5 ppm (<300ppm) +/- 4% (>300 ppm) +/- 6% (>4000 ppm) |
| NO | Электрохимический | 0-2000ppm | 1 ppm | +/- 5 ppm (<100ppm) +/- 4% (>100 ppm) |
| NO | Электрохимический | 0-4000ppm | 1 ppm | +/- 5 ppm (<100ppm) +/- 4% (>100 ppm) +/- 5% (>2000 ppm) |
| NO ₂ | Электрохимический | 9-800ppm | 1 ppm | 5 ppm |
| SO ₂ | Электрохимический | 0-2000ppm | 1 ppm | +/- 5 ppm (<100ppm) +/-4% (>100 ppm) |
| CO ₂ | Вычисляется | 0-99,9% | 0,1% | +/- 0,5% |
| Температура воздуха | Pt 100 | 0-99 °C | 1 °C | +/- 0,25% |
| Температура газа | Термопара типа K Термопара типа S | 0-999 °C 0-1600 °C | 1 °C | +/- 0,25% |
| Давление /перепад давления | Пьезорезистивный | 19,99 гПа | 0,017 гПа | +/- 4% |
| Коэффициент избытка воздуха | Вычисляется | 1,00- бесконечность | 0,1 | |

На протяжении каждого эксперимента измерение температуры продуктов сгорания в газоходе на выходе из теплогенератора осуществлялось с помощью термоэлектрических преобразователей, включающих хромель-алюмелевые термоэлектроды и автоматические электронные преобразователи типа КСП-4 класса точности 0,5.

При выполнении измерений были соблюдены условия в соответствии с требованиями [90]. Замеры температуры газов производились в центре газопотоков не менее трех раз при проведении каждого эксперимента. По результатам измерений определялось среднее значение для данной точки. Развиваемая термопарой электродвижущая сила переводилась в температуру по градуировочным таблицам.

Зональные тепловые потоки (q_i) определялись по тепловым балансам отдельных калориметров

$$q_i = m_i \cdot c \cdot \frac{\Delta t}{f}, \quad (3.1)$$

где m_i - массовый расход воды в калориметре, кг/с;

$c = 4,19$ - теплоемкость воды, кДж/(кг·К);

f - площадь поверхности калориметра со стороны камеры сгорания, м².

3.4 Методика обработки экспериментальных данных и проверка адекватности

Планирование эксперимента заключается в выборе числа исследований и условий проведения опытов, позволяющих получить необходимые сведения об объекте исследования с необходимой точностью. Важным условием эксперимента является минимизация общего числа опытов с целью уменьшения как материальных, так и трудовых затрат [91-95].

Метод полного факторного эксперимента (ПФЭ) дает возможность получить математическое описание исследуемого процесса в некоторой локальной области факторного пространства, лежащей в окрестности выбранной точки с координатами (x_{01}, x_{02}) – нулевого уровня.

Анализ факторов, влияющих на теплообмен, позволил выбрать следующие два фактора: степень перекрытия сечения канала (Ω) и диаметр трубок ($d_{\text{тр}}$) конвективной части жаротрубного теплогенератора.

Таблица 3.2

Основные характеристики плана двухфакторного эксперимента ($n = 2$)

| Характеристика | x_1 | x_2 |
|-----------------------|--------------|--------------|
| Основной уровень | x_{01} | x_{02} |
| Интервал варьирования | Δx_1 | Δx_2 |
| Верхний уровень | x_1^{\max} | x_2^{\max} |
| Нижний уровень | x_1^{\min} | x_2^{\min} |

Координаты нулевого уровня вычисляются по формуле

$$x_{0i} = \frac{x_i^{\max} + x_i^{\min}}{2} \quad (i = \overline{1, n}). \quad (3.2)$$

Интервал варьирования вычисляется по формуле

$$\Delta x_i = \frac{x_i^{\max} - x_i^{\min}}{2} \quad (i = \overline{1, n}). \quad (3.3)$$

Перенесем начало координат факторного пространства на нулевой уровень. С этой целью введем новые переменные

$$X_i = \frac{x_i - x_{0i}}{\Delta x_i} \quad (i = \overline{1, n}). \quad (3.4)$$

Величины X_i называются кодированными переменными.

В процессе исследований рассматривались линейная и квадратичная (полиномиальная) модели.

Линейная модель. Для удобства вычислений коэффициентов регрессии все факторы в ходе ПФЭ варьируют на двух уровнях, соответствующих значениям кодированных переменных $+1$ и -1 . Следовательно, число опытов ПФЭ $N = 2^n$.

Номера опытов $j = \overline{1, N}$.

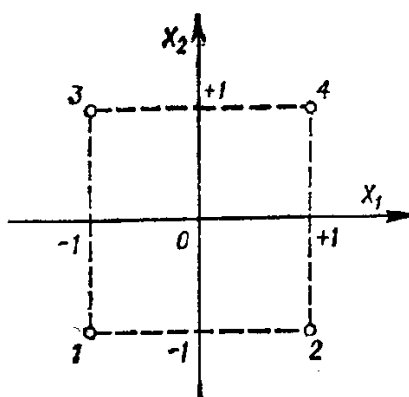


Рис. 3.4. Графическое представление ПФЭ

Таблица 3.3

Матрица планирования эксперимента

| № опыта | Факторы | | Функция отклика $\overline{y_j}$ |
|---------|---------|-------|----------------------------------|
| | X_1 | X_2 | |
| 1 | -1 | -1 | $\overline{y_1}$ |
| 2 | +1 | -1 | $\overline{y_2}$ |
| 3 | -1 | +1 | $\overline{y_3}$ |
| 4 | +1 | +1 | $\overline{y_4}$ |

Проверка воспроизводимости опытов. Прежде чем приступить к планированию эксперимента, необходимо убедиться в том, что опыты воспроизводимы. Для этой цели проводят несколько серий параллельных опытов в рассматриваемой области изменения влияющих факторов. Пусть k – число параллельных опытов, проведенных при одинаковых условиях.

Таблица 3.4

Расширенная матрица планирования двухфакторного эксперимента

| № серии опытов | Результаты параллельных опытов | | | | $\overline{y_j}$ | S_j^2 |
|----------------|--------------------------------|----------|-----|----------|------------------|---------|
| | 1 | 2 | ... | k | | |
| 1 | y_{11} | y_{21} | ... | y_{1k} | $\overline{y_1}$ | s_1^2 |
| 2 | y_{21} | y_{22} | ... | y_{2k} | $\overline{y_2}$ | s_2^2 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| N | y_{N1} | y_{N2} | ... | y_{Nk} | $\overline{y_N}$ | s_j^2 |

Для каждой серии параллельных опытов вычисляется среднее арифметическое функции отклика

$$\overline{y_j} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k y_{ji} ; \quad j = \overline{1, N}. \quad (3.5)$$

Оценка дисперсии для каждой серии параллельных опытов

$$S_j^2 = \frac{1}{k-1} \sum_{i=1}^k (y_{ji} - \overline{y_j})^2 ; \quad j = \overline{1, N}. \quad (3.6)$$

Расчётное значение критерия Кохрена

$$G_p = \frac{\max_j S_j^2}{\sum_{j=1}^N S_j^2}. \quad (3.7)$$

Табличное значение критерия Кохрена G находится при общем количестве оценок дисперсий N и числе степеней свободы $f = k - 1$.

Если выполняется условие $G_p \leq G$, то опыты считаются воспроизводимыми, а оценки дисперсий – однородными.

Вычисление погрешности эксперимента. Оценки однородных дисперсий нескольких серий параллельных опытов можно усреднить и найти величину называемую оценкой дисперсии воспроизводимости по формуле:

$$S_y^2 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N S_j^2. \quad (3.8)$$

С ней связано число степеней свободы $f = N \cdot (k - 1)$.

Оценку дисперсии среднего значения рассчитывают по формуле:

$$S_{\overline{y}}^2 = \frac{S_y^2}{k}. \quad (3.9)$$

С ней также связано число степеней свободы $f = N \cdot (k - 1)$.

Если при проведении эксперимента опыты дублируют и пользуются средними значениями функции отклика y , то при обработке экспериментальных данных следует использовать $S_{\overline{y}}^2$. В тех случаях, когда из-за недостатка времени, трудоемкости или высокой стоимости эксперимента

опыты не дублируются, при обработке экспериментальных данных используют S_y^2 .

Вычисление коэффициентов регрессии. Уравнение линейной регрессии в случае двухфакторного эксперимента

$$y = b_0 + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2. \quad (3.10)$$

На основании полного факторного эксперимента вычисляют коэффициенты регрессии, пользуясь следующими формулами

$$b_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \overline{y_j}; \quad (3.11)$$

$$b_1 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N X_{j1} \cdot \overline{y_j}; \quad (3.12)$$

$$b_2 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N X_{j2} \cdot \overline{y_j}. \quad (3.13)$$

Проверка значимости коэффициентов регрессии. Некоторые из коэффициентов регрессии могут оказаться пренебрежимо малыми – незначимыми. Чтобы установить, значим коэффициент или нет, необходимо прежде всего вычислить оценку дисперсии, с которой он определяется

$$S_b^2 = \frac{S_y^2}{N}. \quad (3.14)$$

Следует отметить, что с помощью ПФЭ все коэффициенты определяются с одинаковой погрешностью.

Принято считать, что коэффициент регрессии значим, если выполнено условие

$$|b| \geq S_b \cdot t, \quad (3.15)$$

где t – значение критерия Стьюдента. В противном случае коэффициент регрессии незначим, и соответствующий член можно исключить из уравнения.

Проверка адекватности уравнения регрессии. Получив уравнение регрессии, следует проверить его адекватность, т.е. способность достаточно

хорошо описывать поверхность отклика. Эту проверку осуществляют с помощью критерия Фишера, который представляет собой следующее отношение

$$F_p = \frac{\max(S_{ad}^2, S_y^2)}{\min(S_{ad}^2, S_y^2)}, \quad (3.16)$$

где S_{ad}^2 – оценка дисперсии адекватности.

В числителе дроби находится большая, а в знаменателе – меньшая из указанных оценок дисперсий.

Оценку дисперсии адекватности вычисляют по формуле

$$S_{ad}^2 = \frac{1}{N-B} \sum_{j=1}^N (y_j^y - y_j^{\delta})^2, \quad (3.17)$$

где B – число коэффициентов регрессии искомого уравнения, включая и свободный член;

y_j^y, y_j^{δ} – экспериментальное и расчетное значение функции отклика в j -м опыте.

С оценкой дисперсии адекватности связано число степеней свободы:

$$f_{ad} = N - B. \quad (3.18)$$

Уравнение регрессии считается адекватным, если выполняется условие

$$F_p \leq F, \quad (3.19)$$

где F – значение критерия Фишера.

Чтобы представить уравнение регрессии в виде, удобном для непосредственной подстановки физических значений факторов, нужно вместо кодированных переменных подставить их выражение через физические переменные $X_i = \frac{x_i - x_{0i}}{\Delta x_i} \quad (i = \overline{1, n})$.

Квадратичная модель. Если с помощью ПФЭ не удастся получить адекватного математического описания в виде линейной модели, то к нему добавляют опыты в так называемых «звездных» точках и в центре плана, а полученную при этом композицию используют для получения математического

процесса в виде многочлена второй степени. Отсюда и название метода – центральное композиционное планирование эксперимента (ЦКП). Различают два вида ЦКП – ортогональное и ротатабельное. Рассмотрим ортогональное ЦКП.

Количество опытов при ортогональном ЦКП определяется по формуле

$$N = N_0 + 2n + n_0, \quad (3.20)$$

где $N_0 = 2^n$ – количество опытов, образующих ПФЭ;

$2n$ – количество звездных точек в факторном пространстве, отстоящих от центра плана на величину α ;

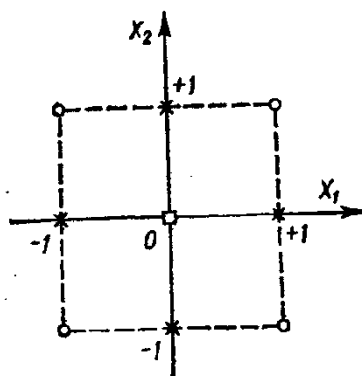
n_0 – количество опытов в центре планирования.

Значения α выбираются таким образом, чтобы матрица планирования была ортогональной.

Величина «звездного плеча» находится по формуле

$$\alpha = \sqrt{\frac{\sqrt{N_0 \cdot N} - N_0}{2}}. \quad (3.21)$$

Для двухфакторного эксперимента ($n = 2$) и при одном опыте в центре плана ($n_0 = 1$) получаем $N = 9$ и $\alpha = 1$.



О – полный факторный эксперимент;

* - опыты в звездных точках;

□ – опыт в центре плана.

Рис.3.5. Область двухфакторного эксперимента для квадратичной модели

Уравнение квадратичной регрессии для двухфакторного эксперимента имеет вид

$$y = b_0 + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + b_{12} \cdot X_1 \cdot X_2 + b_{11} \cdot X_1^2 + b_{22} \cdot X_2^2 \quad (3.22)$$

Для того чтобы матрица планирования была ортогональна и коэффициенты регрессии определялись независимо друг от друга по результатам опытов, вводятся переменные величины

$$X_{ji}^* = X_{ji}^2 - \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N X_{ji}^2, \quad (3.23)$$

где j – номер опыта;

i – номер фактора.

Таблица 3.5

Расширенная матрица планирования двухфакторного эксперимента

| Системы опытов | Номер опыта | X_1 | X_2 | $X_1 X_2$ | X_1^* | X_2^* | Функция отклика y |
|------------------------------|-------------|-------|-------|-----------|---------|---------|---------------------|
| Полный факторный эксперимент | 1 | -1 | -1 | 1 | 0,33 | 0,33 | y_1 |
| | 2 | 1 | -1 | -1 | 0,33 | 0,33 | y_2 |
| | 3 | -1 | 1 | -1 | 0,33 | 0,33 | y_3 |
| | 4 | 1 | 1 | 1 | 0,33 | 0,33 | y_4 |
| Опыт в центре плана | 5 | 0 | 0 | 0 | -0,67 | -0,67 | y_5 |
| Опыты в звездных точках | 6 | 1 | 0 | 0 | 0,33 | -0,67 | y_6 |
| | 7 | -1 | 0 | 0 | 0,33 | -0,67 | y_7 |
| | 8 | 0 | 1 | 0 | -0,67 | 0,33 | y_8 |
| | 9 | 0 | -1 | 0 | -0,67 | 0,33 | y_9 |

Коэффициенты регрессии при ортогональном ЦКП рассчитываются по следующим формулам

$$b_i = \frac{\sum_{j=1}^N X_{ji} \cdot y_j}{\sum_{j=1}^N X_{ji}^2} \quad (i \neq 0); \quad (3.24)$$

$$b_{ik} = \frac{\sum_{j=1}^N X_{ji} \cdot X_{jk} \cdot y_j}{\sum_{j=1}^N X_{ji}^2 \cdot X_{jk}^2} \quad (i \neq k); \quad (3.25)$$

$$b_{ii} = \frac{\sum_{j=1}^N X_{ji}^* \cdot y_j}{\sum_{j=1}^N (X_{ji}^*)^2}; \quad (3.26)$$

$$b_0^* = \frac{\sum_{j=1}^N y_j}{N}; \quad (3.27)$$

$$b_0 = b_0^* - \frac{b_{11}}{N} \sum_{j=1}^N X_{j1}^2 - \frac{b_{22}}{N} \sum_{j=1}^N X_{j2}^2. \quad (3.28)$$

Для расчета оценок дисперсий в определении коэффициентов регрессии используют следующие выражения

$$S_{b_i}^2 = \frac{S_y^2}{\sum_{j=1}^N X_{ji}^2} \quad (i \neq 0); \quad (3.29)$$

$$S_{b_{ik}}^2 = \frac{S_y^2}{\sum_{j=1}^N X_{ji}^2 \cdot X_{jk}^2} \quad (i \neq k); \quad (3.30)$$

$$S_{b_{ii}}^2 = \frac{S_y^2}{\sum_{j=1}^N (X_{ji}^*)^2}; \quad (3.31)$$

$$S_{b_0^*}^2 = \frac{S_y^2}{N}; \quad (3.32)$$

$$S_{b_0}^2 = S_{b_0^*}^2 + \frac{n \cdot S_{b_{ii}}^2}{N} \sum_{j=1}^N X_{ji}^2. \quad (3.33)$$

Коэффициент b считается значимым, если $|b| > S_b \cdot t$.

Проверка адекватности уравнения регрессии осуществляется с помощью критерия Фишера, аналогично рассмотренному для линейной модели.

3.5. Результаты экспериментальных исследований повышения эффективности конвективного теплообмена

На основании выбранных параметров [33,34,35,73,96] были определены основные характеристики плана экспериментов, приведенные в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Основные характеристики плана двухфакторного эксперимента

| Характеристика | S | d |
|-----------------------|------|------|
| Основной уровень | 0,25 | 40,5 |
| Интервал варьирования | 0,25 | 5,5 |
| Верхний уровень | 0,5 | 46 |
| Нижний уровень | 0 | 35 |

Планирование эксперимента выполнено для таких параметров: температура продуктов сгорания на выходе из конвективных трубок и потери давления в этих трубках.

Число факторов $n = 2$.

Для двухфакторного эксперимента ($n = 2$) и при одном опыте в центре плана ($n_0 = 1$) получаем $N = 9$ и $\alpha = 1$.

Номер опыта $j = \overline{1,9}$.

Анализ и обработка производятся в следующем порядке:

Температура.

1. Проверка воспроизводимости опытов

Таблица 3.7

Результаты серий параллельных опытов

| № серии опытов | Результаты параллельных опытов | | | | | $\overline{y_j}$ | s_j^2 |
|----------------|--------------------------------|-----|-----|-----|-----|------------------|---------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | |
| 1 | 160 | 161 | 162 | 163 | 164 | 162 | 2,5 |
| 2 | 107 | 108 | 109 | 110 | 111 | 109 | 2,5 |
| 3 | 156 | 157 | 158 | 159 | 160 | 158 | 2,5 |
| 4 | 104 | 105 | 106 | 107 | 108 | 106 | 2,5 |

Расчётное значение критерия Кохрена:

$$G_p = \frac{2,5}{2,5 + 2,5 + 2,5 + 2,5} = \frac{2,5}{10} = 0,25$$

Табличное значение критерия Кохрена G находится при общем количестве оценок дисперсий N и числе степеней свободы $f = k - 1$.

В данном случае $N = 4$, $f = 5 - 1 = 4$, уровень значимости 5% (доверительная вероятность 0,95), тогда $G = 0,629$.

Условие $G_p \leq G$ выполнено, следовательно, опыты можно считать воспроизводимыми.

2. Вычисление погрешности эксперимента

Для оценки воспроизводимости были выполнены $k_0 = 5$ параллельных опытов в центре плана (при нулевых значениях факторов).

Оценка дисперсии воспроизводимости:

$$S_y^2 = \frac{4 + 1 + 0 + 1 + 4}{5 - 1} = \frac{10}{4} = 2,5.$$

Оценка дисперсии среднего значения:

$$S_{\bar{y}}^2 = \frac{2,5}{5} = 0,5.$$

Число степеней свободы $f = 5 - 1 = 4$.

3. Вычисление коэффициентов регрессии

Таблица 3.8

Расширенная матрица планирования двухфакторного эксперимента

| Системы опытов | Номер опыта | X_1 | X_2 | $X_1 X_2$ | X_1^* | X_2^* | Функция отклика y |
|------------------------------|-------------|-------|-------|-----------|---------|---------|---------------------|
| Полный факторный эксперимент | 1 | -1 | -1 | 1 | 0,33 | 0,33 | 162 |
| | 2 | 1 | -1 | -1 | 0,33 | 0,33 | 109 |
| | 3 | -1 | 1 | -1 | 0,33 | 0,33 | 158 |
| | 4 | 1 | 1 | 1 | 0,33 | 0,33 | 106 |
| Опыт в центре плана | 5 | 0 | 0 | 0 | -0,67 | -0,67 | 122 |
| Опыты в звездных точках | 6 | 1 | 0 | 0 | 0,33 | -0,67 | 107 |
| | 7 | -1 | 0 | 0 | 0,33 | -0,67 | 160 |
| | 8 | 0 | 1 | 0 | -0,67 | 0,33 | 120 |
| | 9 | 0 | -1 | 0 | -0,67 | 0,33 | 124 |

Пользуясь таблицей и формулами, вычисляем коэффициенты регрессии

$$b_0 = 121,89;$$

$$b_1 = -26,33;$$

$$b_2 = -1,83;$$

$$b_{12} = 0,25;$$

$$b_{11} = 11,67;$$

$$b_{22} = 0,17.$$

Уравнение квадратичной регрессии имеет вид

$$y = 121,89 - 26,33 \cdot X_1 - 1,83 \cdot X_2 + 0,25 \cdot X_1 \cdot X_2 + 11,67 \cdot X_1^2 + 0,17 \cdot X_2^2. \quad (3.34)$$

4. Проверка значимости коэффициентов регрессии

Вычислим оценки дисперсий для коэффициентов регрессии

$$S_{b_1}^2 = S_{b_2}^2 = \frac{0,5}{6} = 0,0833;$$

$$S_{b_{12}}^2 = \frac{0,5}{4} = 0,125;$$

$$S_{b_{11}}^2 = S_{b_{22}}^2 = \frac{0,5}{2} = 0,25;$$

$$S_{b_0}^2 = \frac{0,5}{9} = 0,0556;$$

$$S_{b_0}^2 = 0,0556 + \frac{2 \cdot 0,25 \cdot 6}{9} = 0,3889.$$

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и степеней свободы $f = 4$ значение критерия Стьюдента $t = 2,7764$. Вычислим величины

$$S_{b_0} \cdot t = \sqrt{0,3889} \cdot 2,7764 = 1,7314;$$

$$S_{b_1} \cdot t = S_{b_2} \cdot t = \sqrt{0,0833} \cdot 2,7764 = 0,8013;$$

$$S_{b_{12}} \cdot t = \sqrt{0,125} \cdot 2,7764 = 0,9816;$$

$$S_{b_{11}} \cdot t = S_{b_{22}} \cdot t = \sqrt{0,25} \cdot 2,7764 = 1,3882.$$

Для оценки значимости коэффициентов регрессии рассмотрим следующие соотношения:

$$|b_0| > S_{b_0} \cdot t;$$

$$|b_1| > S_{b_1} \cdot t;$$

$$|b_2| > S_{b_2} \cdot t;$$

$$|b_{12}| < S_{b_{12}} \cdot t;$$

$$|b_{11}| > S_{b_{11}} \cdot t;$$

$$|b_{22}| < S_{b_{22}} \cdot t.$$

Видно, что значимыми являются коэффициенты регрессии b_0 , b_1 , b_2 , b_{11} , незначимыми – коэффициенты b_{12} и b_{22} . Следовательно, искомое уравнение имеет вид

$$y = 121,89 - 26,33 \cdot X_1 - 1,83 \cdot X_2 + 11,67 \cdot X_1^2. \quad (3.35)$$

5. Проверка адекватности уравнения регрессии

Для проверки адекватности уравнения регрессии найдем расчетные значения функции отклика

$$y_1^p = 121,89 - 26,33 \cdot (-1) - 1,83 \cdot (-1) + 11,67 \cdot (-1)^2 = 161,72;$$

$$y_2^p = 121,89 - 26,33 \cdot (+1) - 1,83 \cdot (-1) + 11,67 \cdot (+1)^2 = 109,06;$$

$$y_3^p = 121,89 - 26,33 \cdot (-1) - 1,83 \cdot (+1) + 11,67 \cdot (-1)^2 = 158,06;$$

$$y_4^p = 121,89 - 26,33 \cdot (+1) - 1,83 \cdot (+1) + 11,67 \cdot (+1)^2 = 105,39;$$

$$y_5^p = 121,89 - 26,33 \cdot 0 - 1,83 \cdot 0 + 11,67 \cdot 0^2 = 121,89;$$

$$y_6^p = 121,89 - 26,33 \cdot (+1) - 1,83 \cdot 0 + 11,67 \cdot (+1)^2 = 107,22;$$

$$y_7^p = 121,89 - 26,33 \cdot (-1) - 1,83 \cdot 0 + 11,67 \cdot (-1)^2 = 158,06;$$

$$y_8^p = 121,89 - 26,33 \cdot 0 - 1,83 \cdot (+1) + 11,67 \cdot 0^2 = 120,06;$$

$$y_4^p = 121,89 - 26,33 \cdot 0 - 1,83 \cdot (-1) + 11,67 \cdot 0^2 = 105,39.$$

Вычисляем оценку дисперсии адекватности при $N = 9$ и $B = 4$:

$$S_{ad}^2 = \frac{0,611}{9-4} = 0,12.$$

С ней связано число степеней свободы $f_{ad} = 9 - 4 = 5$.

Оценка дисперсии среднего значения $S_{\bar{y}}^2 = 0,5$.

С ней связано число степеней свободы $f = 5 - 1 = 4$.

Расчетное значение критерия Фишера находим по формуле

$$F_p = \frac{\max(S_{ad}^2, S_y^2)}{\min(S_{ad}^2, S_y^2)} = \frac{0,5}{0,12} = 4,17.$$

Число степеней свободы большей дисперсии $f_1 = 4$.

Число степеней свободы меньшей дисперсии $f_2 = 5$.

По таблице значений критерия Фишера находим $F = 5,19$.

Условие $F_p \leq F$ выполняется, следовательно, уравнение регрессии адекватно.

Чтобы представить уравнение регрессии в виде, удобном для непосредственной подстановки физических значений факторов, нужно вместо кодированных переменных подставить их выражения через физические переменные

$$X_1 = \frac{S - 0,25}{0,25};$$

$$X_2 = \frac{d - 40,5}{5,5}.$$

Тогда получаем:

$$t = 173,36 - 198,68 \cdot S - 0,33 \cdot d + 186,72 \cdot S^2. \quad (3.36)$$

Давление.

1. Проверка воспроизводимости опытов

Таблица 3.9

Результаты серий параллельных опытов

| № серии опытов | Результаты параллельных опытов | | | | | $\overline{y_j}$ | s_j^2 |
|-------------------|--------------------------------|----|----|----|-----|------------------|---------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | |
| 1 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 46 | 2,5 |
| 2 | 96 | 97 | 98 | 99 | 100 | 98 | 2,5 |
| 3 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 45 | 2,5 |
| 4 | 92 | 93 | 94 | 95 | 96 | 94 | 2,5 |

Расчётное значение критерия Кохрена

$$G_p = \frac{2,5}{2,5 + 2,5 + 2,5 + 2,5} = \frac{2,5}{10} = 0,25.$$

Табличное значение критерия Кохрена G находится при общем количестве оценок дисперсий N и числе степеней свободы $f = k - 1$.

В данном случае $N = 4$, $f = 5 - 1 = 4$, уровень значимости 5% (доверительная вероятность 0,95), тогда $G = 0,629$.

Условие $G_p \leq G$ выполнено, следовательно, опыты можно считать воспроизводимыми.

2. Вычисление погрешности эксперимента

Для оценки воспроизводимости были выполнены $k_0 = 5$ параллельных опытов в центре плана (при нулевых значениях факторов).

Оценка дисперсии воспроизводимости:

$$S_y^2 = \frac{4 + 1 + 0 + 1 + 4}{5 - 1} = \frac{10}{4} = 2,5.$$

Оценка дисперсии среднего значения:

$$S_{\bar{y}}^2 = \frac{2,5}{5} = 0,5.$$

Число степеней свободы $f = 5 - 1 = 4$.

3. Вычисление коэффициентов регрессии

Таблица 3.10

Расширенная матрица планирования двухфакторного эксперимента

| Системы опытов | Номер опыта | X_1 | X_2 | $X_1 X_2$ | X_1^* | X_2^* | Функция отклика y |
|------------------------------|-------------|-------|-------|-----------|---------|---------|---------------------|
| Полный факторный эксперимент | 1 | -1 | -1 | 1 | 0,33 | 0,33 | 46 |
| | 2 | 1 | -1 | -1 | 0,33 | 0,33 | 98 |
| | 3 | -1 | 1 | -1 | 0,33 | 0,33 | 45 |
| | 4 | 1 | 1 | 1 | 0,33 | 0,33 | 94 |
| Опыт в центре плана | 5 | 0 | 0 | 0 | -0,67 | -0,67 | 64 |
| Опыты в звездных точках | 6 | 1 | 0 | 0 | 0,33 | -0,67 | 96 |
| | 7 | -1 | 0 | 0 | 0,33 | -0,67 | 44 |
| | 8 | 0 | 1 | 0 | -0,67 | 0,33 | 63 |
| | 9 | 0 | -1 | 0 | -0,67 | 0,33 | 65 |

Пользуясь таблицей и формулами, вычисляем коэффициенты регрессии

$$b_0 = 63,67;$$

$$b_1 = 25,5;$$

$$b_2 = -1,17;$$

$$b_{12} = -0,75;$$

$$b_{11} = 6,5;$$

$$b_{22} = 0,5.$$

Уравнение квадратичной регрессии имеет вид

$$y = 63,67 + 25,5 \cdot X_1 - 1,17 \cdot X_2 - 0,75 \cdot X_1 \cdot X_2 + 6,5 \cdot X_1^2 + 0,5 \cdot X_2^2. \quad (3.37)$$

4. Проверка значимости коэффициентов регрессии

Вычислим оценки дисперсий для коэффициентов регрессии

$$S_{b_1}^2 = S_{b_2}^2 = \frac{0,5}{6} = 0,0833;$$

$$S_{b_{12}}^2 = \frac{0,5}{4} = 0,125;$$

$$S_{b_{11}}^2 = S_{b_{22}}^2 = \frac{0,5}{2} = 0,25;$$

$$S_{b_0}^2 = \frac{0,5}{9} = 0,0556;$$

$$S_{b_0}^2 = 0,0556 + \frac{2 \cdot 0,25 \cdot 6}{9} = 0,3889.$$

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и степеней свободы $f = 4$ значение критерия Стьюдента $t = 2,7764$. Вычислим величины

$$S_{b_0} \cdot t = \sqrt{0,3889} \cdot 2,7764 = 1,7314;$$

$$S_{b_1} \cdot t = S_{b_2} \cdot t = \sqrt{0,0833} \cdot 2,7764 = 0,8013;$$

$$S_{b_{12}} \cdot t = \sqrt{0,125} \cdot 2,7764 = 0,9816;$$

$$S_{b_{11}} \cdot t = S_{b_{22}} \cdot t = \sqrt{0,25} \cdot 2,7764 = 1,3882.$$

Для оценки значимости коэффициентов регрессии рассмотрим следующие соотношения

$$|b_0| > S_{b_0} \cdot t;$$

$$|b_1| > S_{b_1} \cdot t;$$

$$|b_2| > S_{b_2} \cdot t;$$

$$|b_{12}| < S_{b_{12}} \cdot t;$$

$$|b_{11}| > S_{b_{11}} \cdot t;$$

$$|b_{22}| < S_{b_{22}} \cdot t.$$

Видно, что значимыми являются коэффициенты регрессии b_0 , b_1 , b_2 , b_{11} , незначимыми – коэффициенты b_{12} и b_{22} . Следовательно, искомое уравнение имеет вид

$$y = 63,67 + 25,5 \cdot X_1 - 1,17 \cdot X_2 + 6,5 \cdot X_1^2. \quad (3.38)$$

5. Проверка адекватности уравнения регрессии

Для проверки адекватности уравнения регрессии найдем расчетные значения функции отклика

$$y_1^p = 63,67 + 25,5 \cdot (-1) - 1,17 \cdot (-1) + 6,5 \cdot (-1)^2 = 45,83;$$

$$y_2^p = 63,67 + 25,5 \cdot (+1) - 1,17 \cdot (-1) + 6,5 \cdot (+1)^2 = 96,83;$$

$$y_3^p = 63,67 + 25,5 \cdot (-1) - 1,17 \cdot (+1) + 6,5 \cdot (-1)^2 = 43,5;$$

$$y_4^p = 63,67 + 25,5 \cdot (+1) - 1,17 \cdot (+1) + 6,5 \cdot (+1)^2 = 94,5;$$

$$y_5^p = 63,67 + 25,5 \cdot 0 - 1,17 \cdot 0 + 6,5 \cdot 0^2 = 63,67;$$

$$y_6^p = 63,67 + 25,5 \cdot (+1) - 1,17 \cdot 0 + 6,5 \cdot (+1)^2 = 95,67;$$

$$y_7^p = 63,67 + 25,5 \cdot (-1) - 1,17 \cdot 0 + 6,5 \cdot (-1)^2 = 44,67;$$

$$y_8^p = 63,67 + 25,5 \cdot 0 - 1,17 \cdot (+1) + 6,5 \cdot 0^2 = 62,5;$$

$$y_9^p = 63,67 + 25,5 \cdot 0 - 1,17 \cdot (-1) + 6,5 \cdot 0^2 = 64,83.$$

Вычисляем оценку дисперсии адекватности при $N = 9$ и $B = 4$

$$S_{ad}^2 = \frac{4,833}{9-4} = 0,97.$$

С ней связано число степеней свободы $f_{ad} = 9 - 4 = 5$.

Оценка дисперсии среднего значения $S_{\bar{y}}^2 = 0,5$.

С ней связано число степеней свободы $f = 5 - 1 = 4$.

Расчетное значение критерия Фишера находим по формуле

$$F_p = \frac{\max(S_{ad}^2, S_y^2)}{\min(S_{ad}^2, S_y^2)} = \frac{0,97}{0,5} = 1,94.$$

Число степеней свободы большей дисперсии $f_1 = 5$.

Число степеней свободы меньшей дисперсии $f_2 = 4$.

По таблице значений критерия Фишера находим $F = 15,52$.

Условие $F_p \leq F$ выполняется, следовательно, уравнение регрессии адекватно.

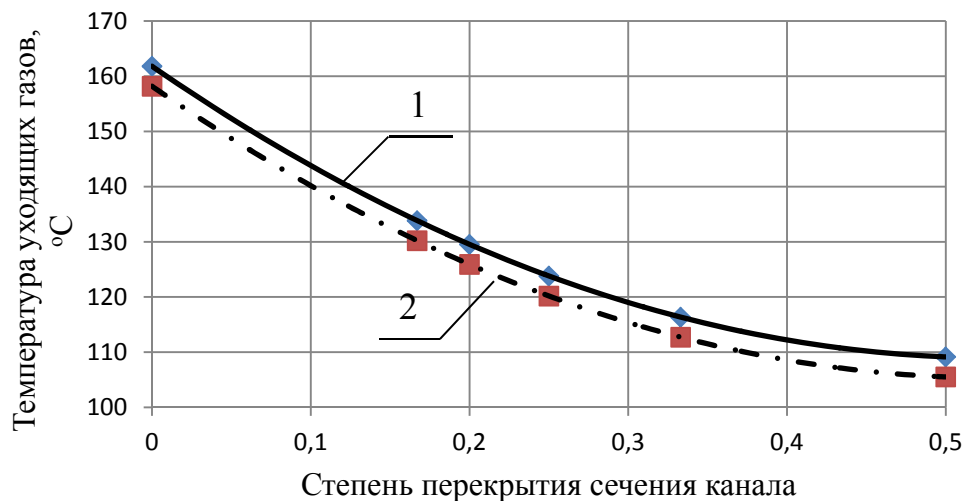
Чтобы представить уравнение регрессии в виде, удобном для непосредственной подстановки физических значений факторов, нужно вместо кодированных переменных подставить их выражения через физические переменные:

$$X_1 = \frac{S - 0,25}{0,25};$$

$$X_2 = \frac{d - 40,5}{5,5}.$$

Тогда получаем:

$$\Delta P = 53,29 + 50 \cdot S - 0,21 \cdot d + 104 \cdot S^2 \quad (3.39)$$



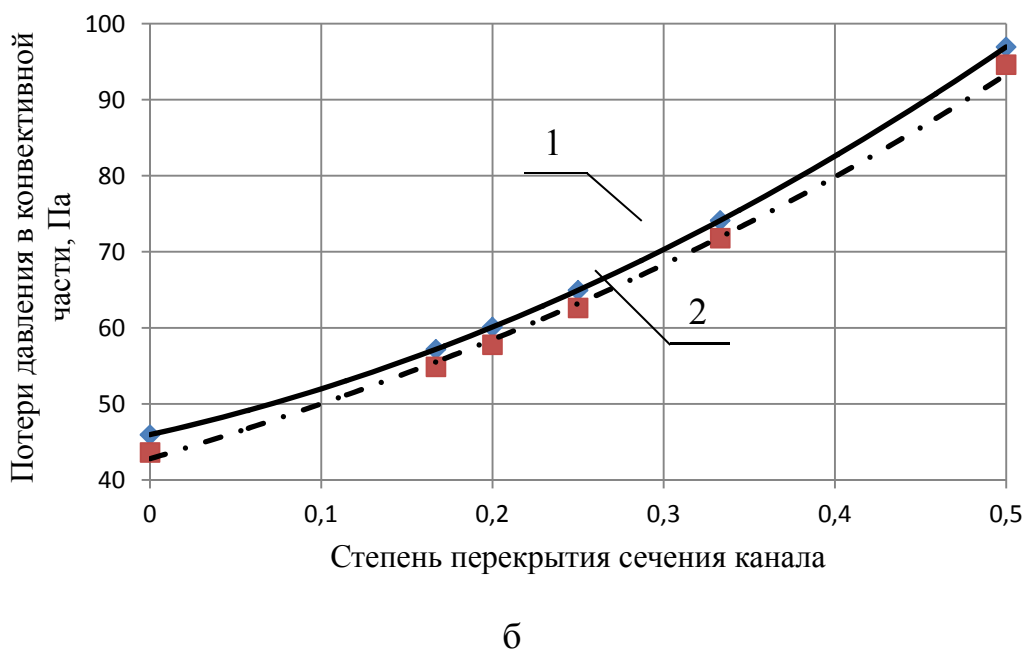


Рис. 3.6. Экспериментальные зависимости

а - Зависимость температуры уходящих газов от степени перекрытия сечения канала; б - зависимость потерь давления в конвективных трубках от степени перекрытия сечения канала

1 – диаметр конвективной трубки $d_y = 35 \text{ мм}$; 2 – диаметр конвективной трубки $d_y = 46 \text{ мм}$.

3.6. Теплообмен в конвективных трубках с турбулизатором потока

Теплогенератор представляет собой сложный теплообменный аппарат, в котором протекают взаимосвязанные процессы горения топлива и теплопередачи от дымовых газов к теплоносителю. Теплообмен в поверхностях нагрева теплогенератора осуществляется излучением, конвекцией и теплопроводностью.

Конвективная часть жаротрубного теплогенератора выполняется, как правило, из трубок круглого сечения. Для увеличения конвективной составляющей теплообмена

в них вставляют специальные вставки различной формы и конфигурации – турбулизаторы. Схема примененного в исследованиях турбулизатора показана на рисунке 3.7.

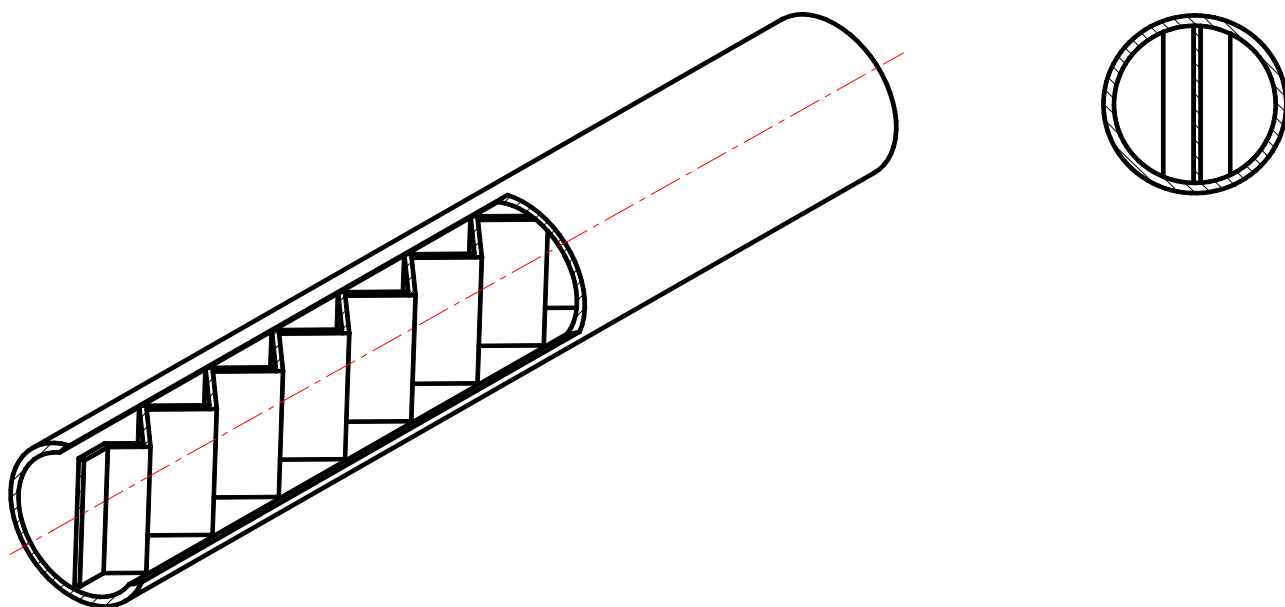


Рис. 3.7. Схема конвективной трубки с турбулизатором

В ходе эксперимента использовались вставки-турбулизаторы с различной высотой, в результате чего изменялось проходное сечение канала. Степень перекрытия (Ω) составила $\frac{1}{2}$, $\frac{1}{3}$, $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{5}$ и $\frac{1}{6}$ части от общей площади проходного сечения. Установка турбулизатора приводит к увеличению конвективной составляющей теплообмена [97-99], а также росту аэродинамического сопротивления. На рисунках 3.8 и 3.9 приведены экспериментальные кривые зависимости температуры уходящих газов и аэродинамического сопротивления от степени перекрытия сечения канала.

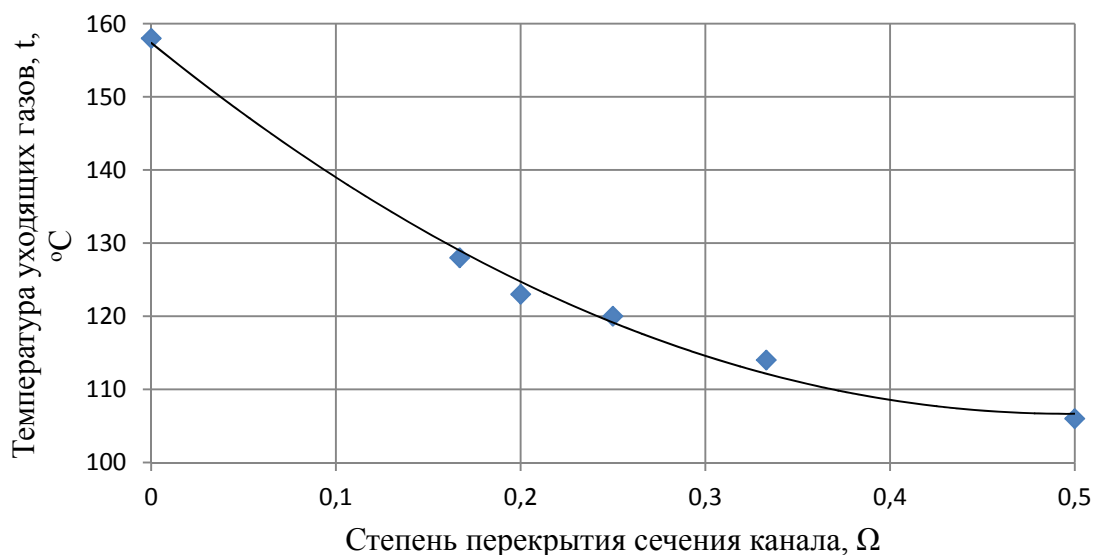


Рис. 3.8. Зависимость температуры уходящих газов, t , от степени перекрытия сечения канала, Ω

Анализ графика (Рис. 3.8) показывает, что значение температуры с увеличением степени перекрытия сечения канала уменьшается, что означает увеличение теплоотдачи от продуктов сгорания. Зависимость в этом случае при коэффициенте корреляции $R=0,994$ можно описать уравнением (3.40):

$$t = 206,05 \cdot \Omega^2 - 204,45 \cdot \Omega + 157,37 \quad (3.40)$$

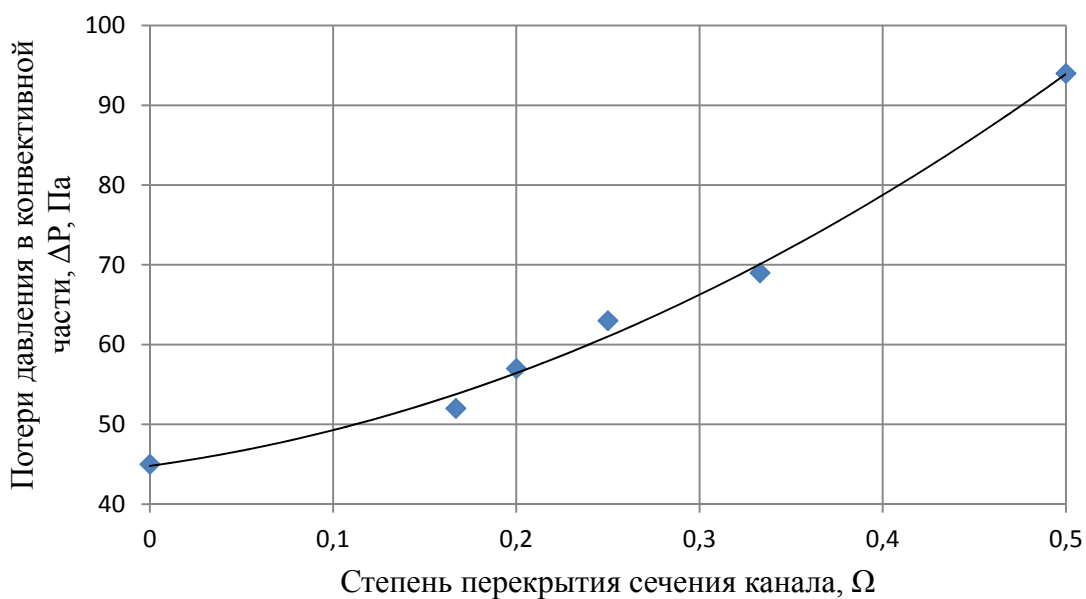


Рис. 3.9. Зависимость потерь давления в конвективных трубках, ΔP , от степени перекрытия сечения канала, Ω

Анализ графика (Рис. 3.9) показывает, что потери давления с увеличением степени перекрытия сечения канала увеличиваются. Зависимость в этом случае при коэффициенте корреляции $R=0,994$ можно описать уравнением (3.41):

$$\Delta P = 133,55 \cdot \Omega^2 + 31,459 \cdot \Omega + 44,796 \quad (3.41)$$

Для определения оптимума построим вышеприведенные графики в одной системе координат. Полученный график представлен на рисунке 3.10.

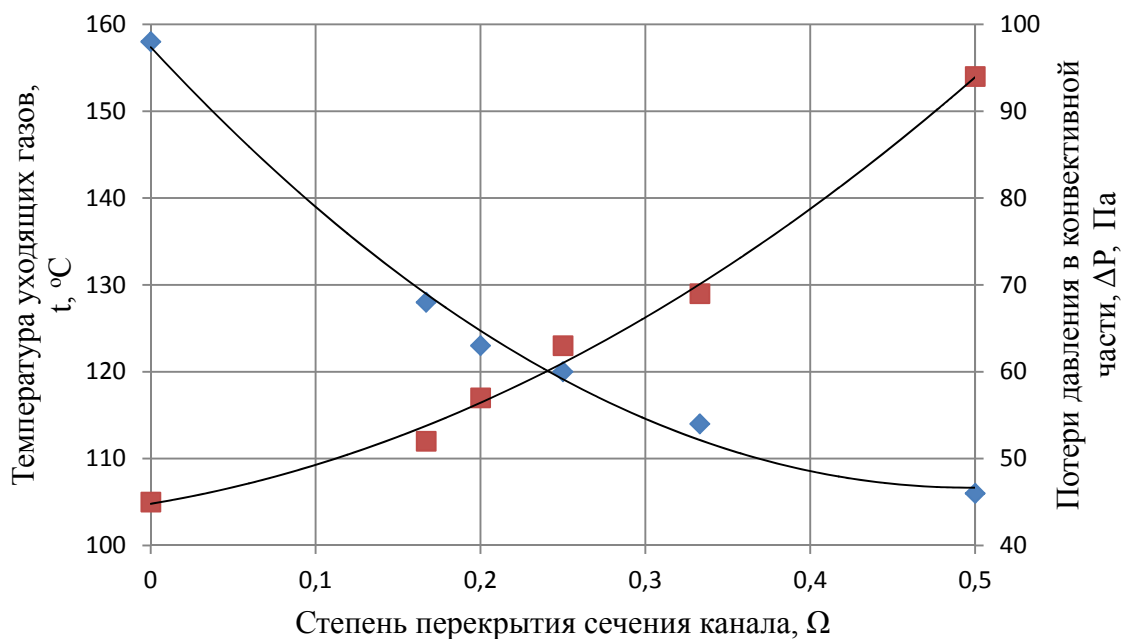


Рис. 3.10. Зависимость температуры уходящих газов, t , и потерь давления в конвективных трубках, ΔP , от степени перекрытия сечения канала, Ω

На основании графика (Рис. 3.9) можно сделать вывод, что оптимальное значения степени перекрытия сечения конвективной трубки турбулизатором равно 0,25 или $\frac{1}{4}$.

В конвективных поверхностях нагрева интенсивность теплообмена определяет коэффициент теплопередачи от высокотемпературных продуктов сгорания к нагреваемому теплоносителю (воде) через стенку трубки (k , Вт/м²·град), который при сжигании природного газа с учетом излучения газового потока определяется по следующей формуле:

$$k = \frac{\zeta \cdot \alpha_k + \alpha_l}{1 + (\zeta \cdot \alpha_k + \alpha_l)}, \quad (3.42)$$

где ζ - коэффициент омывания поверхности труб;

α_k - коэффициент теплоотдачи конвекцией от продуктов сгорания к стенке,
Вт/м²·град.;

α_l - коэффициент теплоотдачи от продуктов сгорания к стенке излучением,
Вт/м²·град.

Для двухходовых жарогазотрубных теплогенераторов при входе продуктов сгорания в конвективный пучок с поворотом на 180° и местным сужением коэффициент омывания согласно [11] равен 0,9.

Коэффициент теплоотдачи излучением в конвективных трубках α_l определяется согласно методике, приведенной в [11].

Коэффициент теплоотдачи конвекцией α_k можно определить из числа Нуссельта, Nu :

$$Nu = \frac{\alpha_k \cdot d}{\lambda}, \quad (3.43)$$

где d – диаметр конвективных труб, м;

λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·град).

В свою очередь установка турбулизатора приводит к увеличению турбулизации потока. Изменение (увеличение) числа Re влечет за собой изменение (увеличение) турбулентной вязкости ν_m [100-103], в результате чего растет коэффициент теплоотдачи конвекцией α_k .

Для определения тербулентной вязкости используем следующую зависимость [102]:

$$\nu_m = 0,93 \cdot u_{cp} \cdot \delta \cdot \lambda, \quad (3.44)$$

где u_{cp} - средняя скорость потока;

δ - толщина пограничного слоя.

λ - коэффициент теплопроводности, Вт/(м·град).

$$\delta = \frac{\nu}{u_*} \cdot \exp \left[\frac{1}{5,75} \cdot \left(\frac{u_{cp}}{u_*} - 5,5 \right) \right], \quad (3.45)$$

где u_* - динамическая скорость потока.

$$u_* = u_{cp} \cdot \sqrt{\frac{\xi}{8}} \quad (3.46)$$

В турбулентном потоке ξ можно определить как:

$$\xi = 0,316 \cdot \text{Re}^{-\frac{1}{4}} \quad (3.47)$$

Число Рейнольдса находим из известного выражения:

$$\text{Re} = \frac{u_{cp} \cdot d}{\nu}, \quad (3.48)$$

где ν - коэффициент кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

Также для конвективных трубок с турбулизатором в результате исследований получена зависимость:

$$\text{Nu} = 0,038 \cdot \text{Re}^{0,85} \quad (3.49)$$

В результате подстановки выражения 3.75 в 3.69 получим выражение для коэффициента конвективной теплоотдачи:

$$\alpha_k = 0,038 \cdot \text{Re}^{0,85} \cdot \frac{\lambda}{d} \quad (3.50)$$

В результате исследований теплообмена в конвективных трубках с турбулизатором получены следующие графики, приведенные на рисунках 3.11, 3.12, 3.13, 3.14.

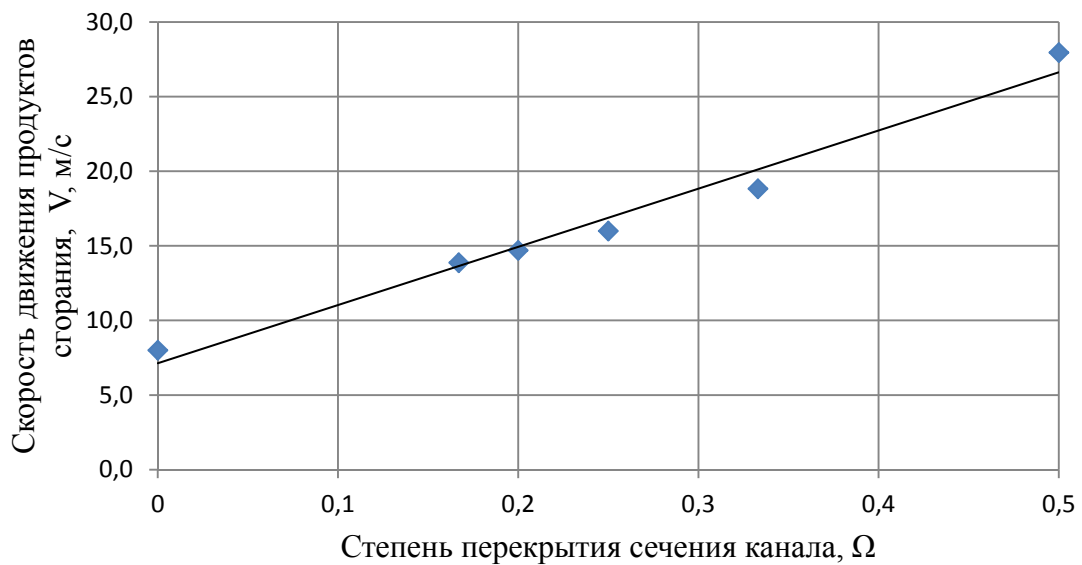


Рис. 3.11. Зависимость скорости движения продуктов сгорания от степени перекрытия сечения канала

Из графика (Рис. 3.11) видно, что скорость продуктов сгорания с увеличением степени перекрытия сечения канала увеличивается. График в этом случае аппроксимируется зависимостью (3.51) при коэффициенте корреляции $R=0,977$:

$$V = 39,002 \cdot \Omega + 7,1339 \quad (3.51)$$

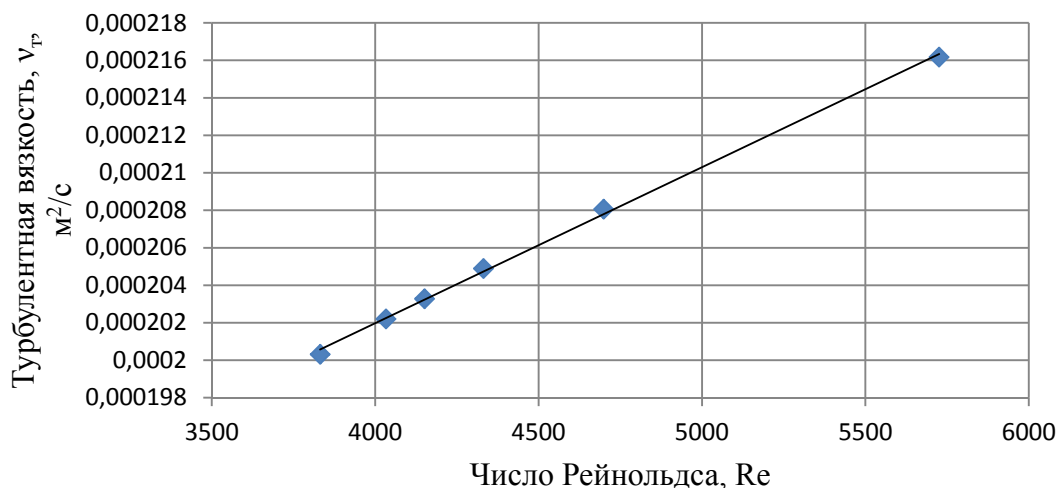


Рис. 3.12. Зависимость турбулентной вязкости от числа Рейнольдса

Анализ графика (Рис. 3.12) показывает, что с ростом числа Рейнольдса увеличивается турбулентная вязкость. Зависимость в этом случае при коэффициенте корреляции $R=0,999$ описывается уравнением (3.52):

$$\nu_m = 8 \cdot 10^{-9} \cdot \text{Re} + 0,0002 \quad (3.52)$$

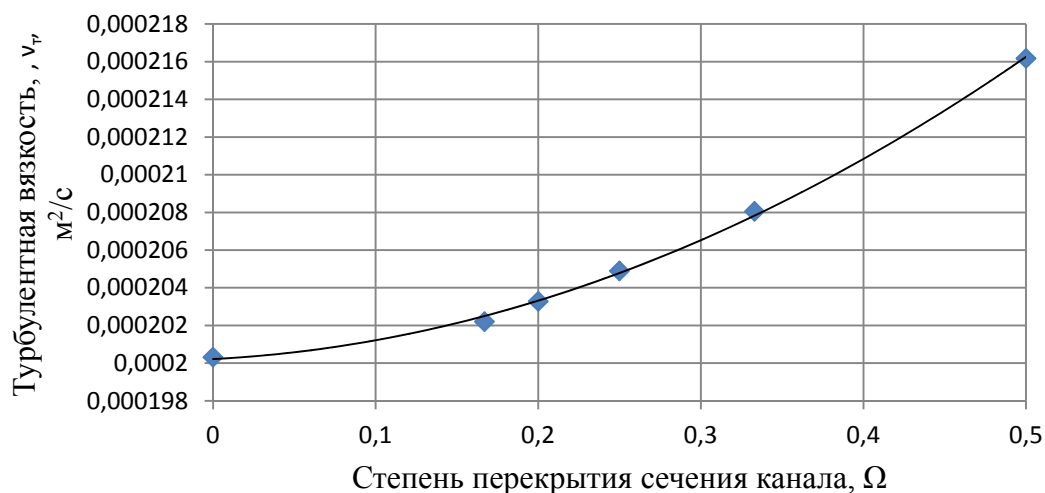


Рис. 3.13. Зависимость турбулентной вязкости от степени перекрытия сечения канала

Из графика (Рис. 3.13) видно, что турбулентная вязкость с увеличением степени перекрытия сечения канала увеличивается. График в этом случае аппроксимируется зависимостью (3.53) при коэффициенте корреляции $R=0,999$:

$$\nu_m = 6 \cdot 10^{-5} \cdot \Omega^2 + 4 \cdot 10^{-6} \cdot \Omega + 0,0002 \quad (3.53)$$

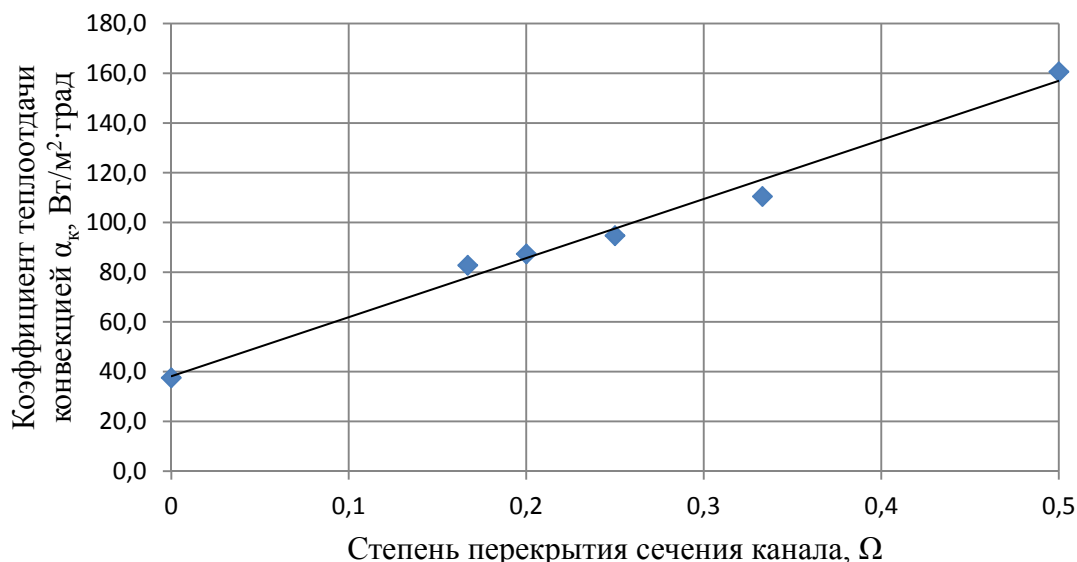


Рис. 3.14. Зависимость коэффициента теплоотдачи конвекцией от степени перекрытия канала

Анализ графика (Рис. 3.14) показывает, что коэффициент теплоотдачи конвекцией с увеличением степени перекрытия сечения канала увеличивается. Зависимость в этом случае при коэффициенте корреляции $R=0,988$ описывается уравнением (3.54):

$$\alpha_k = 237,55 \cdot \Omega + 38,154 \quad (3.54)$$

При установке турбулизаторов в конвективные трубки жаротрубного котлоагрегата увеличивается скорость движения продуктов сгорания, что в совокупности с самим турбулизатором приводит к росту числа Рейнольдса и турбулентной вязкости потока, в результате чего увеличивается коэффициент теплоотдачи конвекцией от продуктов сгорания к стенке.

Благодаря данной конструкции турбулизатора сажа, содержащаяся в продуктах сгорания, оседает на его поверхности, при этом стенки трубок остаются чистыми и не происходит снижения эффективности теплоотдачи.

Выводы по разделу 3

1. Используемая методика планирования экспериментов дала возможность ответить на поставленные вопросы исследований и добиться поставленной цели – обосновать теоретические предпосылки и получить исходные данные для оптимизации работы высокоэффективных жаротрубных теплогенераторов малой мощности.

2. Полученные по результатам многофакторных экспериментов обобщенные уравнения зависимости потерь давления и температуры на выходе из конвективного пакета от степени перекрытия сечения канала конвективных трубок и их диаметра, а также графики, позволили определить оптимальные значение степени перекрытия канала конвективных трубок турбулизатором потока.

3. Установка турбулизатора в конвективных трубках жаротрубного теплогенератора привела к росту коэффициента теплоотдачи конвекцией тепла от продуктов сгорания к стенке канала. Данный коэффициент определен с учетом турбулентной вязкости, возникающей в турбулентном потоке и зависящей от числа Рейнольдса.

РАЗДЕЛ 4

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗЕМНОГО СЛОЯ АТМОСФЕРЫ ДЫМОВЫМИ ГАЗАМИ ОТ ЛОКАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Распространение загрязнений в атмосфере

Рассеивание вредных веществ в атмосфере происходит при взаимодействии ряда явлений [104-106]. Распространение в атмосфере выбросов из дымовых труб котельных подчиняется законам турбулентной диффузии. На процесс рассеивания выбросов существенное влияние оказывают состояние атмосферы, расположение источника выбросов, характер местности, физические и химические свойства выбрасываемых веществ, высота источника, диаметр устья и т.п. Горизонтальное перемещение примесей определяется в основном скоростью ветра, а вертикальное - распределением температур в вертикальном направлении.

Одна из важнейших характеристик атмосферы - ее устойчивость, т.е. способность препятствовать вертикальным перемещениям воздуха и сдерживать турбулентное перемешивание. Это непосредственно связано со степенью рассеивания загрязнителей. Чтобы оценить способность атмосферы рассеивать загрязнители антропогенного происхождения, необходимо знать степень ее устойчивости. Если атмосфера устойчива, в ней отсутствуют значительные вертикальные перемещения и турбулентное перемешивание. В такой атмосфере антропогенные загрязнители остаются в том месте, где они выброшены, т.е. вблизи поверхности Земли. На перемешивание в приземных слоях атмосферы оказывает влияние большое количество факторов, основными из которых являются температурный градиент и турбулентная диффузия.

Изменение температуры с высотой, характеризуется температурным градиентом. При подъеме воздушных масс вследствие уменьшения давления объем воздуха увеличивается, а температура снижается. И наоборот, опускающийся воздух в объеме уменьшается, а температура растет. При сверхадиабатическом процессе градиент температуры отрицателен, что отражает неустойчивость атмосферы. Если же градиент температуры положителен, то атмосфера устойчива. Когда градиент температуры равен нулю, атмосфера нейтральна. При инверсии состояние атмосферы весьма устойчиво, температурный градиент имеет относительно высокое положительное значение. Инверсия может просуществовать несколько дней, что приводит к опасным для здоровья людей последствиям. Различают два вида инверсии: инверсия оседания и радиационная. Они могут существовать одновременно.

На рассеивание загрязнителей в атмосфере влияет конвективное и турбулентное перемешивание. Высота слоя перемешивания зависит от времени года, суток, топографии района. Чем больше слой перемешивания, тем ниже концентрация загрязнителей в атмосфере. Высота конвективного слоя перемешивания определяется тепловой подъемной силой. Под воздействием солнечной радиации воздух у поверхности Земли нагревается и приобретает подъемную силу. Чем выше разница температуры воздуха по высоте (температурный градиент), тем больше ускорение, приобретаемое воздухом за счет подъемной силы. Значительное загрязнение атмосферы в приземном слое наблюдается при высоте конвективного слоя перемешивания менее 1,5 км.

На распределение загрязняющих веществ в атмосфере города влияют множество факторов. При постоянных параметрах выбросов уровень загрязнения атмосферы существенно зависит от климатических условий, характерных для данной территории, к ним относятся: направление и скорость ветра, условия переноса и распространения примесей, интенсивность солнечной радиации, количество и продолжительность атмосферных осадков.

Влияние метеоусловий вблизи источника загрязнения проявляется по-разному. При нагретых или холодных выбросах из высоких и низких труб концентрации примесей в приземном слое атмосферы под факелом дымовых труб на разных расстояниях от источника распределяются следующим образом: вблизи источника при отсутствии низких и неорганизованных выбросов концентрация примесей мала, она увеличивается и достигает максимума на некотором расстоянии от трубы. Максимум и характер концентраций с расстоянием зависит от мощности выброса, высоты трубы, температуры отходящих газов и скорости выбросов, а также от метеоусловий. Чем выше источник выброса, тем больше рассеивается выброс, прежде чем он достигнет подстилающей поверхности. Наибольшие значения концентраций достигается на расстоянии 10-40 высот труб. Рассеивающая способность атмосферы зависит от вертикального распределения температуры и скорости ветра. Если температура с высотой падает, то создаются условия для постоянного интенсивного турбулентного обмена. Если температура с высотой растет (температурная инверсия), то рассеивание примесей ослабевает. В случае мощных и длительных приземных инверсиях при низких и неорганизованных выбросах приземные концентрации могут существенно возрасти. В случае приподнятых инверсий приземные концентрации зависят от высоты расположения источника загрязнения по отношению к нижней границе температурной инверсии. Если источник расположен выше слоя приземной инверсии, то примесь к земной поверхности поступает в незначительных количествах. Если источник расположен ниже, то основная часть примесей концентрируется вблизи поверхности земли. Скорость ветра способствует переносу и рассеиванию примесей, так как с усилением ветра возрастает интенсивность перемешивания воздушных слоев. При слабом ветре в районах высоких источников концентрации примесей количество загрязняющих веществ уменьшается за счет увеличения подъема факела и перемещению примесей вверх. Подъем примесей особенно значителен при нагретых

выбросах. При сильном ветре начальный объем примесей уменьшается, но возрастает скорость переноса примесей на значительные расстояния.

Неустойчивое направление ветра способствует усилению рассеивания примесей по горизонтали и, концентрируясь у земли уменьшаются. Солнечная радиация способствует протеканию фотохимических реакций и формированию различных вторичных продуктов загрязнения, которые часто обладают более опасными токсическими свойствами, чем исходные вещества. В результате фотохимического эффекта в ясные солнечные дни в атмосфере формируется фотохимический смог. При туманах концентрация примесей может сильно увеличиваться. С туманами связаны, смоги, при которых в течение длительного времени удерживаются высокие концентрации вредных примесей.

4.2. Методика и результаты расчета величины вредных выбросов в атмосферу

Определение величин вредных выбросов проводится в европейском формате CORINAIR, в котором работают все страны Европейского Союза и часть стран бывшего СССР, в том числе и Украина [107].

Расчеты в этом формате основаны на показателях эмиссии. Показателем эмиссии в данном случае является отношение массы выбрасываемого вещества к единице сырья или продукции. В теплогенерирующих установках продукцией является тепловая энергия, поэтому принята единица показателя эмиссии г/ГДж. Кроме того, при определении выбросов тяжелых металлов после теплогенерирующих установок, сжигающих уголь, используется показатель эмиссии с размерностью г/т. Тогда массу выбрасываемого вещества при известном расходе топлива можно определить по следующей зависимости

$$M_i = 10^6 k_i B \cdot Q, \quad (4.1)$$

где M_i - масса i-го вещества;

k_i - показатель эмиссии i-го вещества;

B - расход топлива;

Q - низшая теплота топлива.

Расход топлива, м³/год, определяется по формуле

$$B_{\text{год}} = (K_{\text{пот}} \cdot Q_{\text{выр}}^z) / (\eta_{\text{ТГУ}} \cdot Q_n^{p(c)}). \quad (4.2)$$

Годовая выработка тепловой энергии

$$Q_{\text{выр}}^z = (1,1 \dots 1,17) \cdot Q_{\text{отпл}}^z, \quad (4.3)$$

$$Q_{\text{отпл}}^z = 3,6 \cdot Q_{\text{ОВ}}^P \cdot ((t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}) / (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}})) \cdot n_0 + 3,6 \cdot Q_{\text{ГВ}}^3 \cdot n_0 + 3,6 \cdot Q_{\text{ГВ}}^L \cdot (n - n_0). \quad (4.4)$$

где $Q_{\text{ОВ}}^P$ - расчетная тепловая нагрузка на отопление, вентиляцию, МВт;

n_0 - продолжительность отопительного сезона, ч;

$Q_{\text{ГВ}}^3$, $Q_{\text{ГВ}}^L$ - тепловая нагрузка на горячее водоснабжение в зимний и летний период, МВт;

n - продолжительность работы ТГУ в течение года (8400 час), ч.

Расчеты выполнялись для трех видов топлива, в качестве твердого использовался антрацит марки АШ, в качестве жидкого высокосернистый мазут - 40, и природный газ. В приложениях А, Б, В приведены результаты расчетов массы выбрасываемых токсичных веществ и парниковых газов для указанных видов топлива.

4.3. Изучение рассеивания вредных выбросов в приземном слое атмосферы

4.3.1. Методика расчета

Теория рассеивания загрязнителей в атмосфере включает разработку стандартной методики расчетов концентрации вредных веществ в атмосфере [108,109] при идеализированных средних условиях (обычно над плоской, однородной местностью при стационарных атмосферных условиях) и изучение влияния на рассеивание загрязнителей перечисленных выше факторов (распределения температур по высоте, характера источников загрязнений и др.). В основе теории рассеивания загрязнителей в атмосфере лежат

представления о турбулентной диффузии. Особенностью турбулентной диффузии является масштабность турбулентных движений, создающих перемешивание воздуха. Характер турбулентной диффузии определяется тем, как распределена энергия между турбулентными движениями различных масштабов. Наибольший из масштабов движения, на долю которого приходится почти вся энергия потока, называется масштабом турбулентности.

Если масштаб турбулентности оказывается малым по сравнению с размерами области, в которой фактически происходит диффузия (например, по сравнению с облаком загрязнения), считают, что диффузия происходит в основном за счет мелкомасштабной турбулентности. Хаотическое турбулентное движение можно охарактеризовать средней величиной турбулентных флуктуаций скорости и масштабом турбулентности l . В теории турбулентного движения введено весьма важное понятие, называемое коэффициентом турбулентной диффузии $K = \vartheta \cdot l$. Это коэффициент пропорциональности между средним турбулентным потоком данной субстанции s и градиентом ее средней концентрации $\bar{\nabla} s$.

$$s = -K \cdot \rho \cdot \nabla s, \quad (4.5)$$

где ρ - плотность.

Уравнение турбулентной диффузии для приземного слоя атмосферы записывают в виде

$$\frac{ds}{dt} + u \frac{ds}{dx} = \frac{d}{dx} K_x \frac{ds}{dx} + \frac{d}{dy} K_y \frac{ds}{dy} + \frac{d}{dz} K_z \frac{ds}{dz}, \quad (4.6)$$

где t - время;

u - скорость ветра;

K_x, K_y, K_z - коэффициент турбулентной диффузии по направлению осей x, y, z .

Это уравнение выражает в дифференциальной форме закон сохранения субстанции s . Ось x направлена по направлению ветра, ось y - вертикально вверх.

Уравнение (4.6) формулируется для полупространства $z > z_0$,

где z_0 - так называемая высота шероховатости поверхности земли, причем на уровне $z = z_0$ задается краевое условие для концентрации.

Уравнение (4.6) описывает процесс турбулентной диффузии в самой общей форме и для практического использования нуждается в значительном упрощении путем различных допущений и гипотез.

При статистическом подходе исходят из предположения, что каждая индивидуальная диффундирующая частица движется случайно, причем ее координаты меняются со временем по закону марковского случайного процесса. При этом коэффициенты турбулентной диффузии определяются по уравнению

$$K_x = \frac{1}{2} \cdot \frac{d\sigma_x^2(t)}{dt}; \quad \sigma_x^2(t) = [x(t) - x(0)]^2, \quad (4.7)$$

где $x(t)$ - абсцисса диффундирующей частицы в момент t .

Аналогичные формулы справедливы для K_y и K_z . Из уравнения (4.7) видно, что первичным понятием являются не коэффициенты турбулентной диффузии, а дисперсия координаты диффундирующей частицы.

Тейлор, внесший большой вклад в статистическую теорию диффузии, установил, что вблизи от источника распространение “факела загрязненности” происходит по линейному закону (пропорционально x), а вдали от него имеет параболическую форму (пропорционально K_x).

Сэттон, используя идеи Тейлора, предложил формулу для определения распространения загрязнителя от единичного точечного источника в приземном слое атмосферы

$$C_{(xyz)} = \frac{2 \cdot Q}{\pi \cdot C_y \cdot C_z \cdot \bar{u} \cdot x^{2-n}} \cdot \exp \left\{ -\frac{1}{x^{2-n}} \left[\frac{y^2}{C_y^2} + \frac{(z-H)^2}{C_z^2} \right] \right\}, \quad (4.8)$$

где Q - суммарное количество выбросов из трубы, кг/с;

\bar{u} - средняя скорость ветра, м/с;

x, y, z - координаты пространства, м;

H - высота точечного источника загрязнения, м;

n - показатель, характеризующий метеорологические условия и определяемый по величине вертикального переноса количества движения; величина n изменяется в пределах от 0 до 1;

C_y, C_z - коэффициенты, величина которых зависит от местной турбулентности и которые характеризуют вертикальную и горизонтальную диффузию.

Между показателем n и распределением скорости ветра по высоте существует зависимость

$$\bar{u} / \bar{u}_1 = (Z / Z_1)^{n/(2-n)} \quad (4.9)$$

где u и u_1 - средняя скорость ветра на высоте соответственно Z и Z_1 .

Величины коэффициентов C_y и C_z определяют по формулам

$$C_y^2 = \frac{4 \cdot \nu^2}{(1-n) \cdot (2-n) \cdot \bar{u}^n} \cdot \left(\frac{\bar{v}^2}{\bar{u}^2} \right)^{1-n}; \quad (4.10)$$

$$C_z^2 = \frac{4 \cdot \nu^2}{(1-n) \cdot (2-n) \cdot \bar{u}^n} \cdot \left(\frac{\bar{w}^2}{\bar{u}^2} \right)^{1-n}, \quad (4.11)$$

где ν - кинематическая вязкость воздуха, $\text{м}^2/\text{с}$;

\bar{v} и \bar{w} - пульсационные составляющие скорости в вертикальной и перпендикулярной направлению ветра плоскостях.

Величины коэффициентов n , C_y и C_z выбирают в соответствии с условиями рассеивания выбросов.

Формула (4.8) оказалась весьма удобной для описания экспериментальных данных и получила широкое распространение для расчета рассеивания загрязнителей в атмосфере.

Известны и другие уравнения для расчета рассеивания загрязнителей. Например, Роберте, приняв в уравнении (4.6) коэффициенты K_x , K_y и K_z постоянными, получил также пригодное для практических расчетов уравнение. Бозанке и Пирсон решили уравнение (4.6) в предположении, что скорость ветра постоянна ($u = \text{const}$), а K_y и K_z переменны и пропорциональны высоте.

Учеными выведены расчетные формулы для рассеивания загрязнителей. Сделано предположение, что скорость ветра и коэффициенты турбулентной диффузии пропорциональны некоторым степеням высоты. Сотрудниками института экспериментальной метеорологии разработана практическая методика для расчета рассеивания примесей в приземном слое атмосферы.

В Украине практические расчеты рассеивания загрязнений в приземном слое атмосферы производят по методике, разработанной Главной геофизической обсерваторией имени А. И. Воейкова (ГГО) при участии ряда специализированных институтов.

Расчетные формулы и вспомогательные графики данного метода расчета очень просты для практического пользования. Они получены путем обработки огромного количества расчетного и экспериментального материала и являются эмпирическими. Данная методика распространяется на расчеты рассеивания в атмосфере пыли и сернистого газа, содержащихся в выбросах промышленных предприятий и котельных. Однако методика применима и для расчета рассеивания в атмосфере других вредных веществ (оксида углерода, оксидов азота, хлора и др.).

Наблюдения и расчеты показывают, что вредные выбросы из дымовой трубы, распространяясь вдоль направления ветра, имеют различную концентрацию в приземном слое атмосферы. На некотором расстоянии от дымовой трубы наблюдается максимальное значение концентрации загрязнителя.

Степень опасности загрязнения приземного слоя воздуха оценивается по наибольшей величине приземной концентрации загрязнителя C_m , которая устанавливается на некотором расстоянии от места выброса при неблагоприятных метеорологических условиях, когда скорость ветра достигает “опасного” значения и имеет место интенсивный вертикальный турбулентный массообмен. Максимальная приземная концентрация загрязнителя C_m (мг/м³) от одиночного точечного источника выброса при неблагоприятных атмосферных условиях определяется по формуле:

$$C_m = A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n / (H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}), \quad (4.12)$$

где A - коэффициент, зависящий от распределения температуры по высоте атмосферы;

M - количество загрязнителя, выбрасываемого в атмосферу точечным источником, г/с;

H - высота источника выброса (дымовой трубы) над уровнем земли, м;

V - объем выбрасываемых дымовых газов, м³/с;

ΔT - разность между температурой выбрасываемых дымовых газов T_e и температурой окружающего атмосферного воздуха T_a °С;

F - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосфере;

n, m безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода дымовых газов из устья дымовой трубы.

Для упрощения вычислений формулу (4.12) записывают в виде:

$$C_m = A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot G, \quad (4.13)$$

где величину G , с^{1/3} (м³·град^{1/3}) легко определяют по графику (Рис. 4.1).

Коэффициент A в формуле (4.12) или (4.13) выбирают для неблагоприятных (опасных) метеорологических условий.

Величины M и V принимают по действующим на данном предприятии нормативам, расчетам или натурным замерам. При этом в расчете должны учитываться максимальные значения M и минимальные значения V , которые могут создаваться при определенных технологических условиях эксплуатации предприятий.

При определении ΔT температуру окружающего воздуха следует принимать для самого жаркого периода работы оборудования.

Величину безразмерного коэффициента F принимают для газообразных загрязнителей равной 1; для пыли при степени очистки >90% и при степени очистки <90% коэффициент F соответственно равен 2 и 2,5.

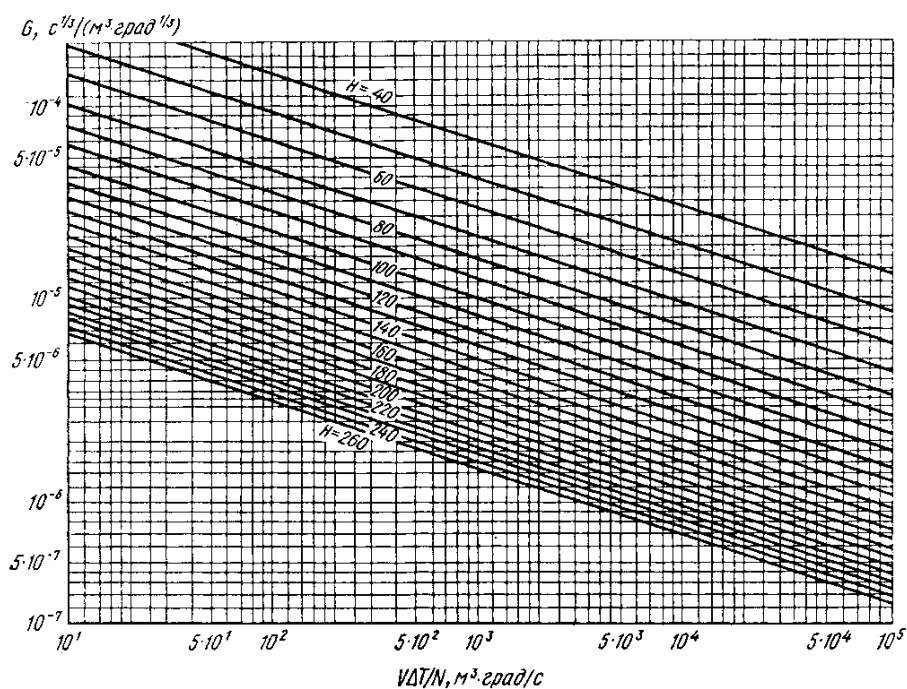


Рис. 4.1. Номограмма для определения вспомогательной величины G

Безразмерный коэффициент m определяют (рис. 4.2 а) по величине параметра f , $\text{м/с}^2 \cdot \text{град}$

$$f = 10^3 \cdot \omega_0^2 \cdot D / (H^2 \cdot \Delta T), \quad (4.14)$$

где ω_0 - скорость выхода дымовых газов из устья дымовой трубы, м/с ;

D - диаметр устья дымовой грубы, м .

Безразмерный коэффициент n определяют (Рис. 4.2 б) по величине параметра V_m , м/с

$$V_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T / H}, \quad (4.15)$$

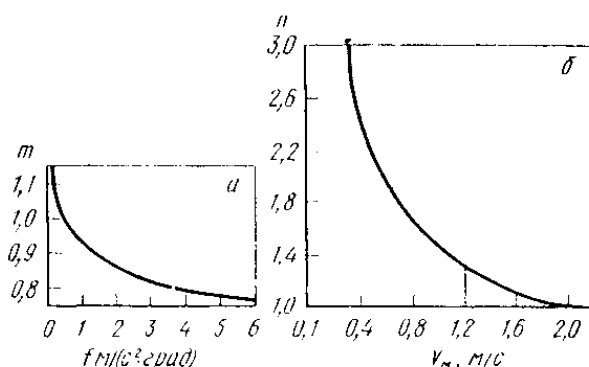


Рис. 4.2. Графики для определения коэффициентов m (а) и n (б), учитывающих условия выхода дымовых газов из устья источника

Опасную скорость ветра u_m , при которой достигается наибольшее значение концентрации загрязнителя в приземном слое, определяют по величине параметров V_m и f

$$\left. \begin{aligned} V_m \leq 0,5; \quad u_m &= 0,5; \\ 0,5 < V_m \leq 2; \quad u_m &= V_m; \\ V_m > 2; \quad u_m &= V_m (1 + 0,12 \cdot \sqrt{f}) \end{aligned} \right\} \quad (4.16)$$

Если нужно определить максимальную концентрацию загрязнителя при неблагоприятных атмосферных условиях при другой скорости ветра, то рекомендуют пользоваться формулой

$$(C_m)_u = r \cdot C_m. \quad (4.17)$$

Величину r находят по графику (рис. 4.3) в зависимости от отношения u/u_m (кривая r). При опасной скорости ветра u_m максимум концентрации загрязнителя наблюдается на расстоянии

$$x_m = d \cdot H_m, \quad (4.18)$$

где безразмерный коэффициент d определяют по параметрам и с помощью номограмм, представленных на рис. 4.4.

Расстояние x_m от источника до пункта, на котором при скорости ветра u и неблагоприятных метеорологических условиях приземная концентрация загрязнителя достигает максимального значения $C_{m,u}$, определяют по формуле

$$x_{m,u} = p \cdot x_m, \quad (4.19)$$

Безразмерную величину p также находят по графику (Рис. 4.3).

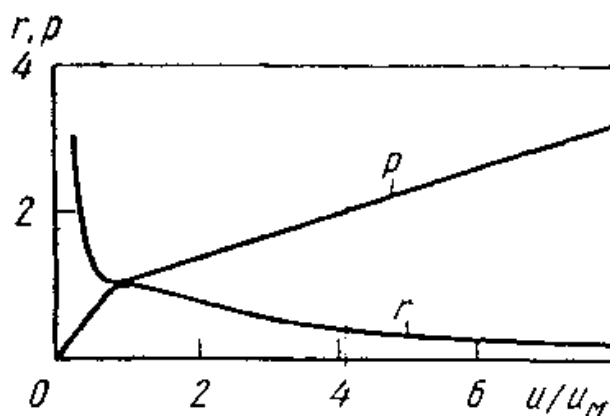


Рис. 4.3. График для определения вспомогательных величин r и p

Распределение концентрации загрязнителя по оси факела выброса C на различных расстояниях x от источника определяют по формуле

$$C = S_1 \cdot C_m, \quad (4.20)$$

Безразмерную величину S_1 при опасной скорости ветра находят по величине отношения x/x_1 по графику, приведенному на рис. 4.5.

Если нужно определить концентрацию вредных веществ для других скоростей ветра при неблагоприятных атмосферных условиях, то следует сначала по рис. 6 и по формуле (4.19) найти значения $x_{m,u}$, затем, откладывая по горизонтальной оси графика (Рис. 4.5) соотношение x/x_n , и вместо x/x_m находят величину S_1 . Для получения концентрации C умножают величину C_m и на S_1 .

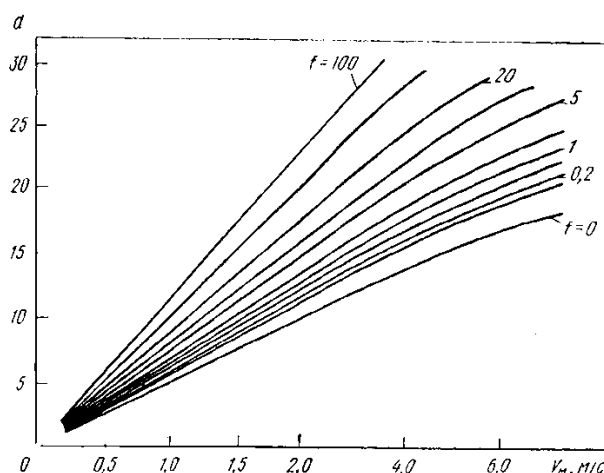


Рис. 4.4. График для определения параметра d , используемого при расчете величины x_m

Концентрацию загрязнителя в приземном слое на расстоянии y от оси факела определяют по формуле

$$C_y = S_2 \cdot C, \quad (4.21)$$

где C - концентрация загрязнителя по оси факела, определяемая по формуле (4.21);

S_2 - безразмерная величина, определяемая по графику (Рис. 4.6) в зависимости от отношения y/x .

В случае одного источника загрязнений (дымовой трубы на промышленной площадке) минимальную высоту дымовой трубы, при которой обеспечивается значение концентрации в приземном слое, равное ПДК, определяют по формуле

$$H = \sqrt{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n / (\text{ПДК} \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T})}, \quad (4.22)$$

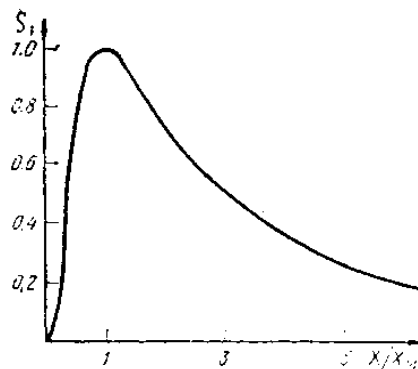


Рис. 4.5. График для определения вспомогательной величины S_1 , используемой при расчете приземной концентрации загрязнителя на оси факела выброса на различных расстояниях от источника

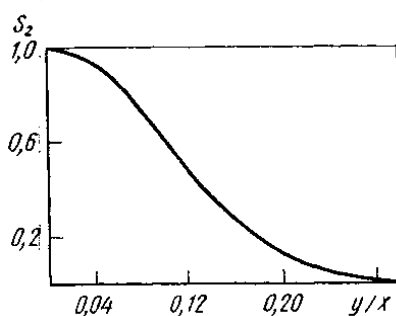


Рис. 4.6. График для определения вспомогательной величины S_2 , используемой при расчете концентраций в точках, не лежащих на оси факела выброса

Величины m и n зависят от H , поэтому в первом приближении полагают $m \cdot n = 1$, затем по формуле (4.22) определяют H , после этого по формуле (4.14) - величину параметра f и по графикам (Рис. 4.2) - уточненное значение коэффициентов m и n . Наконец, по полученным значениям m и n находят уточненную величину высоты дымовой трубы H . Если из дымовой трубы выбрасывается несколько загрязнителей, не обладающих суммарным влиянием,

то высоту дымовой трубы H следует брать по наибольшему значению, которое получается по формуле (4.22) для каждого из загрязнителей. Если действие выбрасываемых из дымовой трубы веществ суммируется, то в формулу (4.22) нужно подставить сумму $\Sigma G_i / (ПДК)_i$.

Высота дымовой трубы должна превосходить высоту расположенных вблизи зданий не менее чем в 2,5 раза.

Предельно допустимый выброс (ПДВ, г/с) загрязнителя в атмосферу, при котором загрязненность в приземном слое не превышает ПДК, можно определить по формуле

$$ПДВ = ПДК \cdot H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T} / (A \cdot F \cdot m \cdot n), \quad (4.23)$$

Если имеется не единичный источник выбросов вредных веществ, а целая группа (несколько дымовых труб), можно свести задачу рассеивания выбросов к двум случаям

1. Дымовые трубы расположены близко друг от друга и расстояние между крайними трубами не превышает четыре средние высоты трубы. В этом случае при расчете рассеивания загрязнителей можно считать, что все источники выбросов находятся в одной точке - центре площадки, на которой они расположены. Если, кроме того, выбросы равномерно распределены между источниками и дымовые трубы имеют одинаковые высоты и диаметр устья, то суммарное значение максимальной концентрации загрязнителя в приземном слое можно определить по формуле

$$C_m = A \cdot M' \cdot F \cdot m \cdot n / H^2 \cdot \sqrt[3]{N / (V' \cdot \Delta T)} \quad (4.24)$$

где M' - суммарное количество данного загрязнителя, выбрасываемое из всех источников, г/с;

V' - суммарный объем дымовых газов из всех дымовых труб, м³;

N - число источников выбросов (дымовых труб).

Остальные обозначения те же, что и в формуле (4.12).

Опасную скорость ветра u_m в этом случае определяют по параметру

$$u_m = \sqrt[3]{V' \cdot \Delta T / (N \cdot H)}. \quad (4.25)$$

2. Источники выбросов не могут быть сведены в одну точку. Это так называемый общий случай, наиболее характерный для крупных площадок. Здесь целесообразно вычисления C_m производить для координатной сетки точек с учетом характеристик всех источников выбросов. Объем вычислительной работы при этом велик, поэтому подобные расчеты выполняют на компьютере.

4.3.2. Построение и анализ карт-схем загрязнения приземного слоя

Расчет рассеивания вредных веществ в приземном слое атмосферы от стационарных источников выполнен с использованием программного комплекса ЭОЛ-Плюс версии 5.23 на персональном компьютере.

В программном комплексе ЭОЛ-Плюс реализованы положения общенормативного документа [110].

При проведении расчетов приземных концентраций имеется возможность варьировать условия рассеивания – скорость и направление ветра. Также возможно учитывать фоновое загрязнение атмосферы.

Большая часть процесса работы с программным комплексом проходит в диалоговом режиме. Общая схема работы с комплексом выглядит следующим образом:

1. Создание и наполнение базы данных комплекса исходной информацией (параметры промплощадок, источников, климатологические данные и др.).
2. Проверка и корректировка (при необходимости) исходной информации.
3. Выполнение предварительного расчета. Анализ результатов данного расчета.
4. Составление задания для основного расчета (указание параметров расчета - скоростей и направлений ветра, расчетных

территорий, перечня вредных веществ и (или) групп веществ одностороннего вредного действия и др.).

5. Выполнение основного расчета.

6. Анализ результатов основного расчета, построение карт рассеивания.

7. Формирование и распечатка общего отчета.

Расчет рассеивания вредных веществ в атмосфере проводится по всем вредным веществам и группам веществ, обладающих односторонним вредным действием (группы суммации).

Данные для формирования нормативов ПДВ предприятия принимаются на основании инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и результата анализа рассеивания вредных веществ в приземном слое атмосферы.

Расчет рассеивания вредных веществ в атмосфере проводится по всем вредным веществам, присутствующим в выбросах источников, а также группам веществ, обладающих односторонним вредным действием [110-114].

В базу данных ЭОЛ-Плюс заносится информация об источниках выбросов и расчетных территориях. Исходные данные для расчета рассеивания принимаются на основании расчетов выбросов, приведенных в приложениях А, Б, В.

Расчет производится в точках, являющихся узлами прямоугольной сетки. Размеры территорий принимаем в зависимости от размера и формы площадки, и от параметров источников выбросов. По рекомендациям нормативных документов размер расчетной территории должен быть не менее 50-ти высот самого высокого источника на площадке. Тип расчетной территории - селитебная.

Расчетные скорости ветра принимаются: размерные, а также в долях от средневзвешенной опасной скорости для данного вещества (или группы суммации).

Наиболее неблагоприятное направление ветра выбирается программой путем перебора по полному кругу с шагом 15° .

В приложении Г приведены карты загрязнения атмосферы, как от одиночных автономных источников, так и групповой компоновки в рамках микрорайонов.

С целью изучения зоны рассеивания вредных веществ проведены расчетные исследования распространения их в приземном слое атмосферы для котельных различной мощности и с различной высотой выброса вредных веществ. Исследования позволили определить расстояния от источников, на которых концентрируются вредные вещества, и их величину. Поскольку величина выброса и степень рассеивания зависят от тепловой мощности котельной и высоты дымовой трубы, исследования проводились для автономных котельных мощностью от 0,5 до 5 МВт при высотах труб от 10 до 30 м. В качестве топлива рассматривались уголь, мазут и природный газ, при сжигании которых образуются вредные вещества, приведенные в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Характеристики вредных веществ, образующихся при сжигании органического топлива

| Вещество | Код | Максимальноразовый ПДК | Среднесуточный ПДК |
|--------------------|-----|------------------------|--------------------|
| Ванадия пятиокись | 110 | - | 0,002 |
| Медь | 146 | - | 0,02 |
| Никель | 164 | - | 0,01 |
| Ртуть | 183 | - | 0,0003 |
| Свинец | 184 | 0,001 | 0,0003 |
| Зола | 194 | 0,05 | 0,02 |
| Хром | 203 | 0,0015 | 0,0015 |
| Цинк | 207 | - | 0,05 |
| Азота двуокись | 301 | 0,085 | 0,04 |
| Мышьяк | 325 | - | 0,003 |
| Сажа | 328 | 0,15 | 0,05 |
| Ангидрид сернистый | 330 | 0,5 | 0,05 |
| Углерода окись | 337 | 5 | 3 |

В приложении Г показаны карты загрязнения приземного слоя атмосферы при работе автономных котельных. Окружности вокруг источника

это изолинии различных концентраций при круговом ветре, позволяющих определить зону влияния источника или группы источников.

Так для источников мощностью 0,5 МВт и высотой выхлопной трубы 10м работающих на твердом и жидком топливе максимальные значения степени загрязнения превышают ПДК по золе, диоксиду серы и оксидам азота. Превышение относительно небольшие и составляет 20-30% ПДК. По оксиду углерода и НМЛОС максимальные расчетные концентрации незначительные и не превышают 0,2ПДК. При увеличении высоты трубы площадь рассеивания увеличивается, а концентрации вредных веществ в воздухе уменьшается. Так максимальные концентрации по пыли на высоте 10м составляют 1,35ПДК, то при высоте трубы 30м - 0,42ПДК. То же касается оксидов азота и серы. Для котельных работающих на природном газе, закономерность влияния высоты трубы на рассеивание аналогична, только номенклатура выбрасываемых веществ меньше и исключает твердые частицы и диоксид серы, если в исходном топливе нет сероводорода.

С повышением мощности котла максимальная концентрация увеличивается, например, для угольной пыли степень увеличения составляет приблизительно 0,38-0,4 ПДК на 1 МВт увеличения мощности. Аналогичное увеличение выбросов наблюдается и по другим веществам. При этом по оксидам азота и серы уровень загрязнения составляет более двух ПДК.

Следует отметить, что при использовании в качестве топлива природного газа превышений предельно допустимых концентраций ни по одному веществу не наблюдается. Кроме того, по таким веществам как оксид углерода СО и НМЛОС превышений ПДК не наблюдается ни при каких обстоятельствах.

Из анализа работы угольных и мазутных котлов следует сделать вывод, что их следует оборудовать простейшими золоуловителями с эффективностью не менее 75%, что обеспечит соблюдение норм ПДК. Расстояние между котельными при их расположении зависит от их мощности и высоты дымовой трубы. В случае если они будут оборудованы обеспыливающими аппаратами,

расстояние между ними должно быть не менее 300 м, если нет, то около 1-1,5 км [112,114].

В процессе разработки программы совершенствования теплоснабжения г. Макеевки было разработано комплексное применение автономных котельных малой мощности с использованием высокоэффективных жаротрубных теплогенераторов в том числе в комбинации с ныне действующими районными котельными. На рис. 4.7 и 4.8 приведены карты загрязнения микрорайона «Зеленый» до и после внедрения группы котельных малой мощности. В таблицах 4.2, 4.3, 4.4 приведены концентрации вредных веществ образующихся при сжигании природного газа до применения автономных котельных, а в таблицах 4.5, 4.6, 4.7 – после их внедрения в жилой массив. Указанные локальные источники устанавливались по территории всего микрорайона [115].

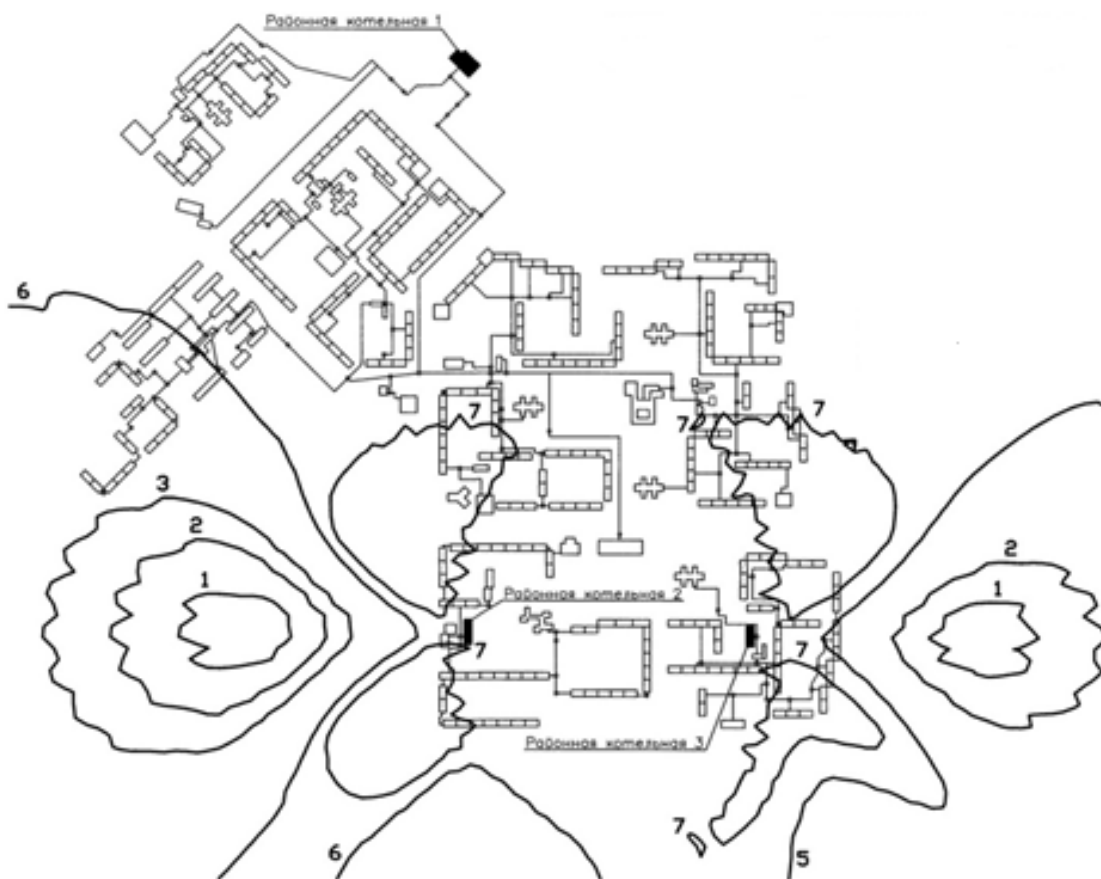


Рис. 4.7. Карта-схема экологического мониторинга района с тремя районными котельными

Таблица 4.2.

Концентрация оксидов азота до внедрения котельных малой мощности

| Зона загрязнения | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Концентрация вещества в долях ПДК | 0,696 | 0,646 | 0,596 | 0,545 | 0,495 | 0,445 | 0,395 | 0,344 | 0,294 |

Таблица 4.3.

Концентрация оксида углерода до внедрения котельных малой мощности

| Зона загрязнения | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Концентрация вещества в долях ПДК·10 ⁻² | 0,144 | 0,140 | 0,136 | 0,132 | 0,125 | 0,121 | 0,117 | 0,113 | 0,106 |

Таблица 4.4.

Концентрация ртути до внедрения котельных малой мощности

| Зона загрязнения | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Концентрация вещества в долях ПДК·10 ⁻⁴ | 0,155 | 0,153 | 0,147 | 0,143 | 0,136 | 0,132 | 0,126 | 0,121 | 0,118 |



Рис. 4.8. Карта-схема экологического мониторинга района
с двумя районными и 17 автономными котельными

Таблица 4.5.

Концентрация оксидов азота после внедрения котельных малой мощности

| Зона загрязнения | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Концентрация вещества в долях ПДК | 0,682 | 0,634 | 0,586 | 0,538 | 0,491 | 0,443 | 0,395 | 0,347 | 0,300 |

Таблица 4.6.

Концентрация оксида углерода после внедрения котельных малой мощности

| Зона загрязнения | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Концентрация вещества в долях ПДК·10 ⁻² | 0,332 | 0,318 | 0,287 | 0,264 | 0,246 | 0,225 | 0,212 | 0,128 | 0,113 |

Таблица 4.7.

Концентрация ртути после внедрения котельных малой мощности

| Зона загрязнения | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Концентрация вещества в долях ПДК·10 ⁻⁴ | 0,291 | 0,264 | 0,226 | 0,205 | 0,178 | 0,159 | 0,147 | 0,133 | 0,124 |

Из рисунков 4.7 и 4.8 видно, что загрязнение атмосферы представляет собой набор локальных областей, ограниченных изолиниями. Также как при рассмотрении выбросов автономных котельных при использовании природного газа видно, что превышений предельно-допустимых концентраций не наблюдается.

При рассмотрении ситуации внутри зоны загрязнения задача анализа усложняется, так как выбросы от районных и автономных котельных происходят на разной высоте, что существенно усложняет задачу исследований.

Выводы по разделу 4

1. Определены количественные и качественные показатели загрязняющих веществ в атмосферу от источников тепла различной мощности и с различной

высотой выброса при использовании в качестве топлива природного газа, угля, мазута.

2. Выполнены расчеты и построены карты загрязнения по всем выбрасываемым веществам при различной мощности источников теплового района.

3. Определены зоны загрязнения для индивидуальных и групповых источников выбросов вредных веществ, а также уровни загрязнения приземного слоя атмосферы района при работе на различных видах топлива.

4. Повышение мощности источника теплоснабжения увеличивает уровень загрязнения приземного слоя атмосферы на окружающей его территории.

5. Увеличение высоты дымовой трубы способствует увеличению площади, на которую происходит рассеивание вредных веществ от котельной, и уменьшению концентрации вредных веществ на ней.

6. Проведенные исследования показали, что при использовании автономных котельных для теплоснабжения района уровень концентрации вредных веществ ниже предельно допустимого значения и сопоставим со значением при использовании крупных районных котельных.

7. Локальные котельные работающие на природном газе выбрасывают меньше вредных веществ, чем работающие на угле и мазуте, концентрация веществ не превышает предельно допустимых значений, что не требует дополнительной очистки дымовых газов.

8. Применение автономных котельных работающих на угле и мазуте возможно только при установке золоуловителей и применением данных видов топлива с низким содержанием серы.

РАЗДЕЛ 5

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАЗРАБОТОК

5.1 Практическая реализация результатов работы

Рекомендации к конструкции конвективных трубок

Установка турбулизатора потока внутрь конвективных трубок увеличивает конвективный теплообмен между продуктами сгорания и стенкой трубки.

Для увеличения срока службы турбулизатор нужно изготавливать из нержавеющей стали толщиной 3 мм. Как показали проведенные эксперименты, срок службы турбулизатора из углеродистой стали значительно ниже, чем из нержавеющей; при использовании стали толщиной менее 3 мм происходит деформация турбулизатора за счет высоких температур, а при толщине более 3 мм никаких изменений не происходит, но изготовление таких турбулизаторов обходится дороже.

Для того, чтобы избежать ненужных деформаций, его стоит располагать вертикально внутри трубки, как показано на рисунке 5.1. Такое расположение вставки и ее форма в виде ломаной ленты способствует улавливанию части твердых и сажистых частиц, идущих с потоком продуктов сгорания на поверхности турбулизатора.

Для наилучшего соотношения температуры уходящих газов и потерь давления турбулизатор следует выполнять необходимых геометрических размеров. Самые распространенные трубки конвективного пакета жаротрубного теплогенератора имеют размер 51x3,5 и 41x2,5 мм·мм, исходя из результатов эксперимента ширина турбулизатора (размер а) и его шаг между соседними

вершинами (размер b) должны составлять соответственно: для первого диаметра 9 мм и 18 мм, для второго диаметра 7 мм и 14 мм.

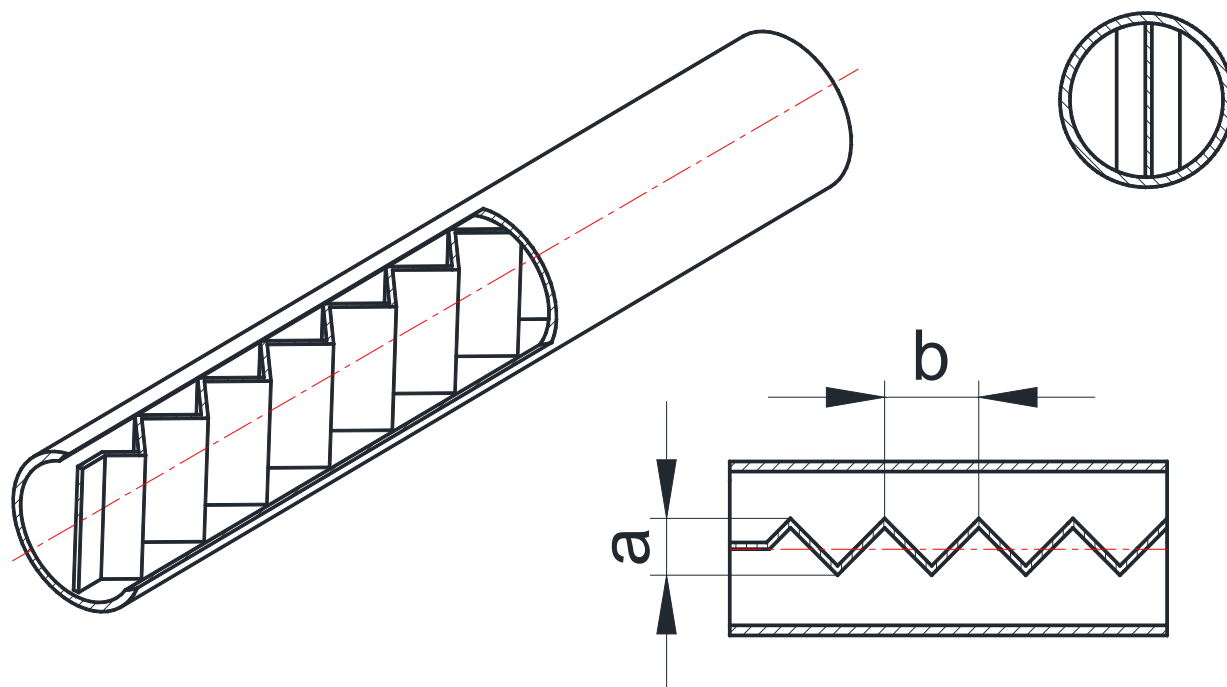


Рис. 5.1 – Схема конвективной трубки с турбулизатором

Применение в жаротрубных теплогенераторах турбулизатора потока

Испытания жаротрубного двухходового теплогенератора КВ-ГМ-1,6-95СН производства ООО “Квант Энергия” с применением турбулизатора потока в конвективных трубках дали положительный результат.

Применение турбулизатора позволило интенсифицировать процесс теплообмена в конвективной части котлоагрегата за счет увеличения турбулизации потока в целом и турбулентной вязкости в частности. Данные мероприятия позволили уменьшить температуру уходящих продуктов сгорания со 160°C до 120°C и тем самым увеличить КПД котла на 2%, что при работе на природном газе, для которого в Донецком регионе по данным управления магистральных газовых сетей низшая теплота сгорания составляет

33660 кДж/м³, позволило поднять его до 94%, результатом чего стало уменьшение расхода топлива.

Оптимизация системы теплоснабжения

На основании рассмотренного ранее в диссертационной работе (раздел 1) можно сделать вывод, что из-за больших потерь энергетических ресурсов в существующих системах теплоснабжения, цена на которые все время растет, их эксплуатация оборачивается глобальной катастрофой.

Решением в сложившейся ситуации является разумная децентрализация с применением локальных котельных на базе современных жаротрубных теплогенераторов, обладающих рядом преимуществ по сравнению с централизованными источниками тепла:

- нет необходимости в отводе земли под тепловые сети и котельные;
- из-за отсутствия внешних тепловых сетей можно исключить потери теплоты, практически полностью отсутствуют потери сетевой воды, происходит значительное уменьшение затрат на водоподготовку;
- снижение затрат на ремонт и обслуживание оборудование;
- полная автоматизация режимов потребления, следствием чего является отсутствие постоянного обслуживающего персонала.

В рамках повышения эффективности работы систем теплоснабжения кафедрой “Теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция” Донбасской национальной академии строительства и архитектуры был выполнен проект оптимизации системы теплоснабжения микрорайона “Зеленый” города Макеевка. На рисунках 5.2 и 5.3

представлены схемы теплового района до и после оптимизации системы теплоснабжения.

Согласно существующей схеме, теплоснабжение потребителей осуществляется от трех районных котельных РК1, РК2 и РК3. Анализ показал, что наиболее проблемным является тепловой район котельной РК2. Проектом предусмотрено перевести потребителей теплового районной котельной РК2 на автономные котельные в количестве 17 штук с применением в качестве теплогенераторов современных высокоэффективных жаротрубных котлов.

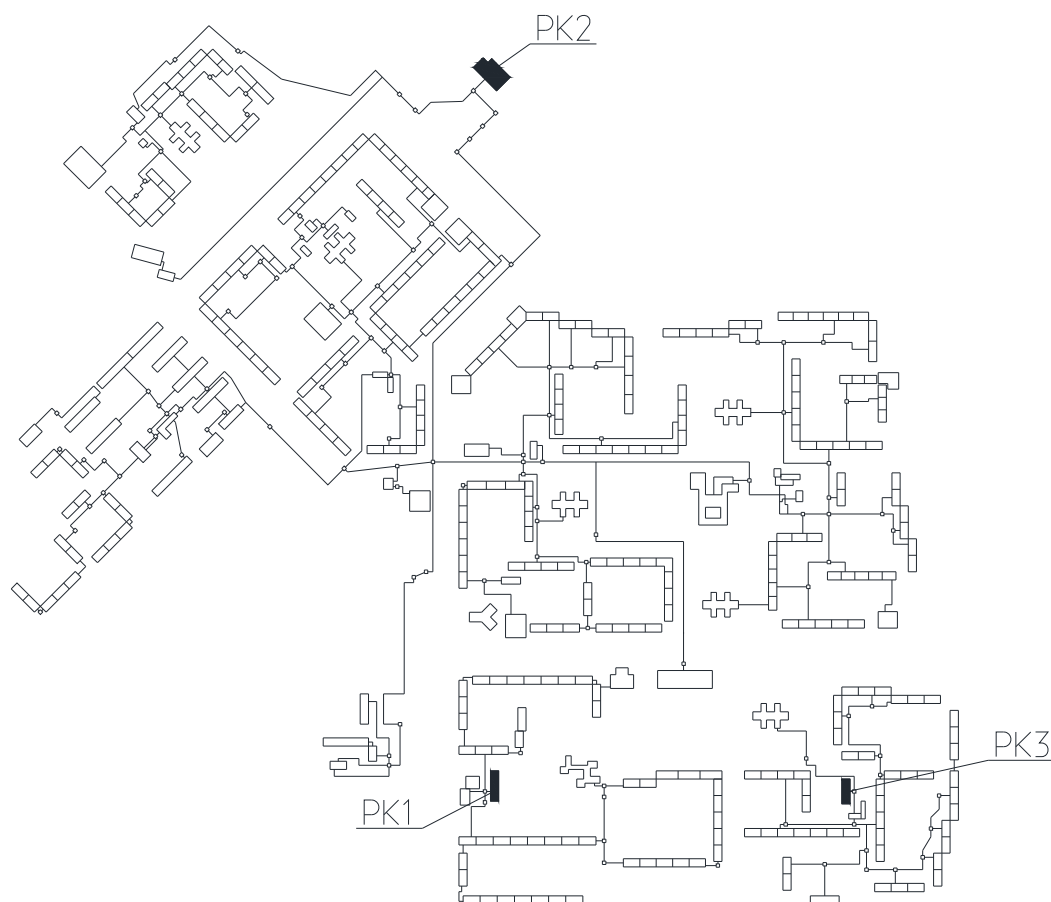


Рис. 5.2 – Схема теплового района до оптимизации системы теплоснабжения

Для оптимизации работы тепловых районов РК1 и РК2 предлагается выполнить частичную реконструкцию оборудования котельных, которая заключается в замене: горелок теплогенераторов, насосной группы, комплекс водоподготовки, наружные тепловые сети. Предлагаемые мероприятия позволят значительно повысить качество предоставляемых услуг.

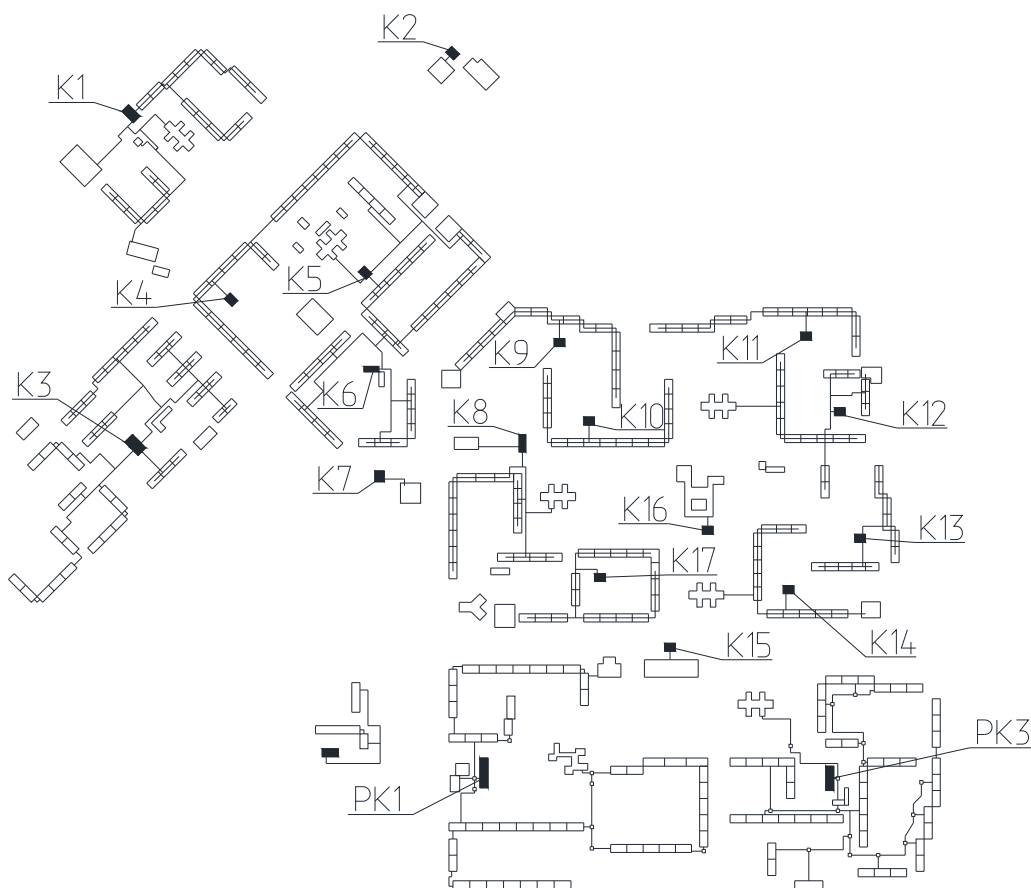


Рис. 5.3 – Схема теплового района после оптимизации
системы теплоснабжения

Размещение локальных источников теплоснабжения

Одним из основных факторов, сдерживающих широкое распространение локального теплоснабжения, является экологическая проблема выбросов вредных веществ котельными. Основной задачей при размещении автономных котельных в городских условиях является минимизация выбросов и их воздействия на близлежащие территории с учетом уже существующих фоновых концентраций загрязнителей в приземном слое атмосферы.

Исследования, выполненные в работе, позволяют определить возможность использования автономных источников тепла для снабжения потребителей теплом при нанесении минимального

ущерба окружающей среде выбросами, которые образуются при сжигании топлива.

При размещении источника тепла необходимо учитывать следующие факторы:

- особенности планировочной структуры города;
- тип застройки жилой зоны, прилегающей к автономной котельной;
- взаимное размещение группы автономных котельных и жилых территорий;
- планировочные решения каждой автономной котельной с размещением источников выбросов в пределах ее границ.

Для учета перечисленных факторов в зависимости от структуры квартала (линейной или компактной) и положения автономной котельной в структуре города (концентрированного или рассредоточенного) рекомендуются следующие безопасные варианты их размещения представленные на рисунках 5.4 и 5.5, где источник представлен в виде черного квадрата, а жилая застройка в виде заштрихованной области.



Рис. 5.4 – Вариант размещения автономных котельных
с линейной структурой квартала

а – концентрированное положение автономной котельной в городской застройке; б – рассредоточенное положение автономной котельной в городской застройке.



Рис. 5.5 – Вариант размещения автономных котельных
с компактной структурой квартала

а – концентрированное положение автономной котельной в городской застройке; б – рассредоточенное положение автономной котельной в городской застройке.

Согласно рисунка 5.4а автономные котельные необходимо размещать с учетом преобладающего направления ветра по отношению к населенной территории. Ширину санитарного разрыва между населенной территорией и автономными котельными назначать по расчету в зависимости от количества выбросов и высоты дымовых труб.

Согласно рисунка 5.4б автономные котельные размещать друг от друга на расстоянии, исключающем наложение дымовых факелов и создание зон экологического дискомфорта на населенной территории.

Согласно рисунка 5.5а автономные котельные необходимо размещать с учетом рекомендаций к рисунку 5.4а. Кроме того, при размещении автономных котельных в плане квартала необходимо учитывать господствующее направление ветра и возможность переброса дымового факела за пределы населенной территории.

Согласно рисунка 5.5б автономные котельные необходимо размещать с учетом рекомендаций к рисунку 5.4б. Кроме того, размещение автономных котельных необходимо осуществлять таким образом, чтобы при

господствующем направлении ветра факел, выбрасываемый от различных котельных, не суммировался в пределах квартала.

Также для предотвращения повышения концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы должен учитываться планировочный фактор жилой застройки.

Особое внимание следует уделять совместному воздействию на атмосферную среду городской застройки нескольких автономных котельных одновременно в связи с тем, что зона загрязнения имеет определенную протяженность, и при определенных направлениях ветра эти источники могут воздействовать на одни и те же участки территории города.

С целью недопущения наложения дымовых факелов совместно действующих автономных котельных, необходимо размещать их с учетом суммационного эффекта загрязняющих ингредиентов и располагать не на одной линии по отношению к населенной территории.

Применение жаротрубных теплогенераторов работающих на природном газе, является наиболее экологичным. При использовании мазута и угля необходимо устанавливать газоочистное оборудование с эффективностью не менее 75%.

5.2 Технико-экономическое обоснование создания конвективных труб с турбулизаторами

Котлостроение – стратегическая отрасль. Ее развитие дает возможность государству самостоятельно решать вопрос экономного использования топлива во всех отраслях промышленности. Надежность и экономичность теплогенерирующего оборудования, его эксплуатация без вреда для окружающей среды являются основными показателями эффективного энергообеспечения страны. Основной из тенденций мирового научно-технического направления в коммунальной теплоэнергетике является снижение

расходов топлива при выработке теплоты за счет повышения коэффициента полезного действия (КПД) теплогенераторов. Одним из способов повышения эффективности является применение турбулизаторов потока.

Экономический эффект [116] применения турбулизатора заключается в увеличении КПД теплогенератора. Благодаря конструкции турбулизатора, примененного в работе, сажа, содержащаяся в продуктах сгорания, оседает на его поверхности, при этом стенки трубок остаются чистыми и не происходит снижения эффективности теплоотдачи. Установка турбулизатора позволяет увеличить коэффициент теплоотдачи конвекцией от продуктов сгорания к стенке трубки, в которой он установлен. Рост данного коэффициента позволяет уменьшить расход топлива теплогенератором без потери им мощности.

Исходные данные для определения экономического эффекта.

Исходные данные для расчета:

- мощность теплогенератора, $N=1,6$ кВт;
- низшая теплота сгорания топлива, $Q=33660$ кДж/м³;
- значение КПД теплогенератора с турбулизатором (94 %) и без него (92 %), η ;
- цена природного газа $\Pi=1030$ грн/тыс.м³.

Расход топлива, м³/ч, можно определить по формуле:

$$B = \frac{3600 \cdot N}{\eta \cdot Q_n}. \quad (5.1)$$

Расчет экономического эффекта.

Расход природного газа без турбулизатора потока:

$$B_1 = \frac{3600 \cdot 1600}{0,92 \cdot 33660} = 186 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Расход природного газа с турбулизатором потока:

$$B_2 = \frac{3600 \cdot 1600}{0,94 \cdot 33660} = 182,05 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Экономия топлива, м³/ч, составит:

$$\Delta B = B_1 - B_2;$$

$$\Delta B = 186 - 182,05 = 3,95 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В денежном выражении экономия за отопительный период, грн., котлом работающим в номинальном режиме составит:

$$\mathcal{E} = \Delta B \cdot 24 \cdot n \cdot C;$$

где n – продолжительность отопительного периода, сут.

$$\mathcal{E} = 3,95 \cdot 24 \cdot 176 \cdot 1,030 = 17185 \text{ грн.}$$

В итоге получаем, что котел КВ-ГМ-1,6СН с турбулизатором потребляет меньше газа, что в числовом выражении составляет 3,95 м³/ч. За отопительный сезон для Донецкого региона экономия топлива составит до 16,7 тыс. м³.

Эффективность внедрения разработки можно характеризовать таким показателем как чистый дисконтированный доход (ЧДД), который представляет собой разницу между сумой чистых денежных поступлений (либо сэкономленных средств) в течении прогнозируемого срока и суммой исходной инвестиции. Формула расчета ЧДД имеет вид

$$\text{ЧДД} = \sum_{n=1}^N \frac{\text{ДП}_n}{(1+d)^n} - \sum_{n=1}^N I_n \cdot (1+d)^n, \quad (5.2)$$

где ДП_n – поступления денежных средств (денежный поток) от реализации инвестиций в n-м году;

d – коэффициент дисконтирования, учитывающий затраты на покрытие инфляционных процессов, изменение стоимости капитала, привлекаемого для реализации инвестиционного проекта. В расчетах принимается равным 10 %;

I_n – начальные инвестиции;

N – количество лет реализации проекта.

Затраты на изготовление и установку турбулизатора потока составляют 4000 грн., а его срок службы - 4 года. Поступления денежных средств от реализации внедрения равны сэкономленным средствам за счет снижения расхода топлива и составляют 17185 грн. в год.

$$\text{ЧДД} = \frac{17185}{(1+0,1)^1} + \frac{17185}{(1+0,1)^2} + \frac{17185}{(1+0,1)^3} + \frac{17185}{(1+0,1)^4} - 4000 \cdot (1+0,1)^0 = 50474,14 \text{ грн.}$$

Критерием эффективности проекта является положительное значение ЧДД. Поскольку $ЧДД > 0$, проект является выгодным.

Выводы по разделу 5

1. Для достижения максимального эффекта турбулизатор должен быть изготовлен из нержавеющей стали толщиной 3 мм; выполнен в соответствии с указанными геометрическими размерами – при диаметре конвективной трубки 41х2,5 ммхмм его ширина должна составлять 7 мм, а шаг между соседними вершинами – 14 мм, при диаметре трубки 51х3,5 мм эти размеры должны быть 9 мм и 18 мм соответственно; расположен вертикально внутри конвективной трубки для того, чтобы не было провисаний и изменений сечения канала..

2. Благодаря высокой степени автоматизации локальных источников, меньших потерь тепловой и электрической энергии, а также отсутствию постоянного обслуживающего персонала и высокой надежности, потребление тепловой энергии является более эффективным, при более низкой себестоимости выработки тепловой энергии.

3. Для уменьшения негативного воздействия на окружающую среду выбросов от автономных котельных следует учитывать плотность и конфигурацию жилой застройки; скорость и направление ветра; дымовые трубы устанавливать выше близлежащей застройки; избегать наложения факелов из дымовых труб друг на друга расположенных рядом источников; оценивать суммарное воздействие нескольких источников на прилегающую территорию с учетом фоновой концентрации.

4. Установка турбулизатора позволяет экономить топливо благодаря увеличению КПД теплогенератора. Для теплогенератора КВ-ГМ-1,6-95СН это дает возможность экономить до 16,7 тыс.м³ природного газа за отопительный сезон в условиях Донецкого региона.

5. Применение турбулизатора потока для увеличения тепловой эффективности жаротрубного теплогенератора даст положительный экономический эффект уже в первый год эксплуатации.

6. Снижение расхода топлива за счет увеличения КПД при использовании турбулизатора потока позволит уменьшить выбросы вредных веществ в окружающую среду, тем самым делая теплогенератор более экологичным.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Выполненные исследования существующих систем теплоснабжения показали необходимость их децентрализации с переходом на автономные котельные малой мощности. Изучение современных водогрейных теплогенераторов позволило определить, что наиболее эффективными для автономных котельных являются жаротрубные теплогенераторы. Изучение конструкций и характеристик современных жаротрубных теплогенераторов показало необходимость совершенствования процессов теплообмена в их конвективной части.

2. Проведенные теоретические и практические исследования процесса теплообмена в конвективных трубках жаротрубного теплогенератора с турбулизатором потока в виде ломаной линии позволили увеличить его КПД. Установка турбулизатора позволила увеличить отбор тепла у уходящих продуктов сгорания, при этом их температура на выходе уменьшилась на 40°C и составила 120°C . При этом рост КПД составил 2% и достиг значения 94%.

3. В работе впервые получена математическая модель движения частицы при невязком обтекании с учетом критерия Клячко. Полученные первый и второй интегралы позволили определить закономерности движения твердых частиц в нестационарных условиях, что характерно для котлов малой мощности. Первый интеграл позволяет оценить время разгона частиц различного размера до величины скорости потока. В этом случае можно определить границы модели вязкого обтекания. Второй интеграл позволяет определить расстояние, на котором произойдет стабилизация движения частицы. Практическое применение результатов позволяет определить размеры входных участков золоуловителей, закономерности движения частиц в конвективных трубках.

4. Увеличение КПД позволило сократить расход топлива, которым является природный газ, что позволило улучшить экологические характеристики теплогенератора.

5. Проведенные исследования воздействия автономных котельных на окружающую среду при существующей застройке жилого района показали довольно высокую экологическую эффективность данных источников выбросов вредных веществ в атмосферу, позволили определить возможность их использования для теплоснабжения объектов как вновь возводимых так и существующих.

6. Экономический эффект от применения турбулизатора потока достигается за счет уменьшения расхода топлива, который составляет до 16,7 тыс. м³ природного газа за отопительный период для теплогенератора КВ-ГМ-1,6-95СН работающего в номинальном режиме в условиях Донецкого региона. При стоимости природного газа для теплоснабжающих предприятий ЖКХ на уровне отопительного сезона 2013-2014 годов в размере 1030 грн. за 1000 м³ экономия средств одним теплогенератором составит 17185 грн. за отопительный сезон. Стоимость предложенного турбулизатора составляет 4000 грн., а его срок эксплуатации составляет 4 года.

7. ЧДД за 4 года применения турбулизатора потока в конструкции теплогенератора КВ-ГМ-1,6-95СН составит 50474 грн.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Загальнодержавна програма реформування і розвитку житлово-комунального господарства на 2009-2014 роки. Закон України від 24 червня 2004 року N 1869-IV, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1869-15>
2. Сигал А. Теплоснабжение в Украине. / А.И. Сигал, Е.А. Коринчук / Житлово-комунальне господарство України. – 2011. - № 2 (35). – С.32-35.
3. Черкашин И. Энергоэффективность - декларация или реальность? / Игорь Черкашин / Житлово-комунальне господарство України. – 2011. - № 4(37). – С.32-33.
4. Концепція Державної цільової програми модернізації та розвитку систем теплозабезпечення України на 2012-2022 роки, [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://esco-ecosys.narod.ru/2012_3/art59.pdf
5. Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року. Проект документу для громадських обговорень. Міністерство енергетики та вугільної промисловості [Електронний ресурс] / Офіційний веб-сайт Міненерговугілля -2011.- Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish>
6. Дорошенко О.В. Оцінка стану, обґрунтування актуальності оптимізації систем теплопостачання. Комунальне господарство міст (110). С. 159-167.
7. Немировский И.А. Энергоэффективность систем теплоснабжения / И. А. Немировский // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. - 2012. - № 8. - С. 25-29. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/j-pdf/eeee_2012_8_5.pdf
8. Плачков И.В. Развитие систем централизованного теплоснабжения в странах Северной Европы Энергетика: економіка, технологія, екологія, 2002, № 4, с. 35-39.

9. Карп И.Н. Пути решения проблем коммунальной энергетики. / И.Н. Карп, Е.Е. Никитин / Житлово-комунальне господарство України. – 2011. - №6 (39). – С.16-22.

10. Назаров В. И. Децентрализованное теплоснабжение – альтернатива централизованному / В. И. Назаров., Л. А. Тарасевич., А. Л. Буров // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ - Энергетика : международный научно-технический журнал. - 2012. - №3. - С. 81-90.

11. Братенков, В. Н. Теплоснабжение малых населенных пунктов [Text]: Монография / В. Н. Братенков, П. А. Хаванов, Л. Я. Вэскер. - М. : Стройиздат, 1988. - 223 с.

12. Хаванов, П.А. Автономная система теплоснабжения - альтернатива или шаг назад / П. А. Хаванов // АВОК Вентиляция. Отопление. Кондиционирование. - 2004. - №1. - С. 34-37. - ISSN 1609-7843

13. Маліновський А.А. Децентралізоване теплопостачання - альтернатива чи хибний шлях [Електронний ресурс] / А.А. Маліновський, В.Г. Турковський, А.З. Музичак // Проблеми загальної енергетики. - 2011. - Вип. 4. - С. 53-56.

14. Ильченко К.Д. Современные конструкции водогрейных котлов для теплоснабжения промышленных объектов и жилых зданий / К.Д. Ильченко, Т.Ю. Тарасевич // Metallurg. tepлотехника. - 2009. - Вып. 1. - С. 118-125. - Библиогр.: 2 назв. - рус.

15. Хаванов, П. А. Водогрейные котлоагрегаты малой мощности: теплотехнические особенности применения / П.А. Хаванов // Вентиляция. Отопление. Кондиционирование: АВОК. 2011. N 5. С. 6671. . Библиогр.: с. 71 (4 назв.). ISSN 16097843

16. Хаванов, П.А. Источники теплоты автономных систем теплоснабжения / П.А. Хаванов // АВОК Вентиляция. Отопление. Кондиционирование. - 2002. - №1. - С. 14-21. . - ISSN 1609-7843

17. <http://www.viessmann.ua/>

18. <http://www.wolf-ua.com/>

19. <http://www.buderus.ua/>
20. <http://mashzavod.com.ua>
21. <http://kalvis.org.ua/>
22. <http://kolvi.prom.ua/g693437-bytovye-gazovye-kotly>
23. <http://ferroli.ua/>
24. Боднар Л.А. Енергетична та екологічна ефективність водогрійних котлів малої потужності : автореф. дис... канд. техн. наук : 05.14.06 / Л.А. Боднар; Нац. ун-т харч. технологій. - К., 2010. - 23 с. - укр.
25. Андрійчук М.Д. Підвищення ефективності теплогенеруючих установок в умовах екологічного моніторингу : Автореф. дис... д-ра техн. наук: 05.23.03 / М. Д. Андрійчук; Донбас. нац. акад. буд-ва і архіт. - Макіївка, 2004. - 32 с. - укр.
26. Степанов Д.В. Енергетична та екологічна ефективність водогрійних котлів малої потужності : монографія / Д.В. Степанов, Л.А. Боднар; Вінниц. нац. техн. ун-т. - Вінниця : ВНТУ, 2011. - 148 с. - Бібліогр.: с. 132-147. - укр.
27. Сигал А.И. Исследования водогрейного водотрубно-дымогарного котла / А.И. Сигал, А.В. Каныгин, Г.К. Саенко // Пром. теплотехника. - 2008. - 30, № 2. - С. 48-54. - Библиогр.: 12 назв. - рус.
28. Кучин Г.П. Повышение эффективности работы отопительных котлов мощностью до 1 МВт / Г.П. Кучин, В.Я. Скрипко, А.И. Сигал, Е.И. Быкорез, Е.М. Лавренцов // Пром. теплотехника. - 2008. - 30, № 2. - С. 55-59. - Библиогр.: 6 назв. - рус.
29. Демченко В.Г. Способ повышения экологических и тепловых характеристик отопительных котлов / В.Г. Демченко, О.В. Дуняк, Д.В. Козак // Вост.-Европ. журн. передовых технологий. - 2011. - № 6/8. - С. 23-25. - Библиогр.: 4 назв. - рус.
30. Попов И.А. Физические основы и промышленное применение интенсификации теплообмена [Текст] / И.А. Попов, Х.М. Махьянов, В.М. Гуреев; под общ. ред. Ю. Ф. Гортышова. - Казань: Центр инновац. технологий, 2009 (Казань). - 559 с.

31. Neshumayev D. Experimental investigation of various turbulator inserts in gas-heated channels / D. Neshumayev, A. Laid, T. Tiikma // *Experimental Thermal and Fluid Science*. – 2004. – vol. 28(8). – P. – 877 – 886.
32. Neshumayev D. Radiation Heat Transfer of Turbulator Inserts in Gas Heated Channels / D. Neshumayev, T. Tiikma, // *Heat Transfer Research*. – 2008. – vol. 39 (5). – P. 403 – 412.
33. Хаустов С.А., Заворин А.С. Современные тенденции проектирования жаротрубных котлов [Электронный ресурс] // *Вестник науки Сибири*. - 2014. - №. 2 (12). - С. 21-28. - Режим доступа: <http://sjs.tpu.ru/journal/article/view/988>
34. Лук'янов О.В. Теплогенераторы для локальных систем теплоснабжения [Текст] / О. В. Лук'янов. - Макіївка : Донбаська держ. акад. буд. і арх., 2003. - 156 с.
35. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). - СПб.: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. - 256 с.
36. Хинце И.О. Турбулентность: ее механизм и теория. М.: Физматгиз, 1963. - 680 с.
37. Михеев М.А. Основы теплопередачи / М.А. Михеев, И.М. Михеева. - М.: Энергия, 1977. - 344 с.
38. Нащокин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача / В.В. Нащокин - М., 1975. - 496 с.
39. Кулинченко В.Р. Справочник по теплообменным расчетам Киев: "Техника", 1990. - 165 с.
40. Калинин Э.К. и др. Эффективные поверхности теплообмена. - М.: Энергоатомиздат, 1998.
41. Степанов Д.В. Зависимости для тепловых расчетов жаротрубных пучков котлов малой мощности / Д.В. Степанов, С.И. Ткаченко, Л.А. Боднар и др. // *Вісник Вінницького політехнічно-го інституту*. - 2006. - №2. - С.31-40.

42. Степанов Д. В. Математичне моделювання теплообмінних процесів у жаротрубному елементі водогрійного котла малої потужності / Степанов Д.В., Ткаченко С. Й., Боднар Л.А. // Вісник ВПІ. - 2007 - № 2. - С. 76-79.

43. Степанов Д.В. Експериментальні дослідження теплообміну в жаротрубному водогрійному котлі / Степанов Д.В., Ткаченко С.Й., Боднар Л.А. // Вісник ВПІ. - 2008. - № 1. - С. 43-46.

44. Доценко А.И. и др. Математическое моделирование теплообмена при турбулентном течении в кольцевых каналах с турбулизаторами на внутренней трубе с применением семислойной модели турбулентного пограничного слоя// Современные проблемы науки и образования. - 2009. - №4. С. 122-133.

45. Dreitzer G.A. et al. Modelling Heat Transfer and Hydraulic Resistance of Turbulent Gas and Liquid Flow in Tubes with Circular Turbulizers. International Journal of Heat Exchangers. 2006, Vol. VII, No. 2, pp. 231-249.

46. Калинин Э.К. и др. Интенсификация теплообмена в каналах. - М.: Машиностроение, 1972.

47. Антуфьев В. М. Эффективность различных форм конвективных поверхностей нагрева / Антуфьев В. М. - М.: Энергия, 1966. - 194 с.

48. Коваленко Л. М. Оценка теплоэнергетической эффективности каналов теплообменных аппаратов / Коваленко Л. М. // Промышленная теплотехника. - 2005. - т. 27, № 1. - С. 50-55.

49. Дрейцер Г. А. Проблемы создания высокоэффективных трубчатых теплообменных аппаратов / Дрейцер Г. А // Теплоэнергетика. - 2006. - № 4. - С.31-38.

50. Gambill W.R. High flux heat transfer characteristics of pure ethylene glycol in axial and swirl flow / W. R. Gambill, R. D. Bundy // A. I. Ch. E. Journal. - 1963.-vol. 9(N1).

51. Koch R. Druckverlust und Wärmeübergang bei verwirbelter Strömung Text. / R. Koch // VDI Forschungsheft. - 1958. - Band 24.

52. Saha S.K. and Dutta A. Thermo-hydraulic study of laminar swirl flow through a circular tube fitted with twisted tapes. *Trans. ASME, J. Heat Transfer*, 2001, vol.123, pp.417-421.
53. Lokanath M.S. Performance evaluation of full length and half length twisted tape inserts on laminar flow heat transfer in tubes. In *Proceedings of 3rd ISHMT-ASME Heat and Mass Transfer Conference*, Tata McGraw-Hill, New Delhi, India, 1997, pp.319-324.
54. Cresswell J.D. Mechanism of swirling turbulent flow. MS thesis, Lehigh University, USA, 1958.
55. Kreith F. and Margolis D. Heat transfer and friction in turbulent vortex flow. *Appl. Sci. Res.*, 1959, vol.8, pp.457-473.
56. Bolla G., De Giorgioi G. and Pedrocchi E. Heat transfer and pressure drop comparison in tubes with transverse ribs and with twisted tapes. *Energia Nucl. (Milan)*, 1973, vol.20, pp.604-613.
57. Ujhidy, A., Nemeth, J. and Szepvolgyi, J. Fluid flow in tubes with helical elements. *Chem. Engng and Processing*, 2003, vol.42, pp.1-7.
58. Liao Q. and Xin M.D. Augmentation of convective heat transfer inside tubes with three-dimensional internal extended surfaces and twisted tape inserts. *Chem. Eng. J.*, 2000, vol.78, pp.95-105.
59. Lokanath, M.S. and Misal, R.D. An experimental study on the performance of plate heat exchanger and an augmented shell and tube heat exchanger for different types of fluids for marine applications. In *Proceedings of 5th ISHMT-ASME Heat and Mass Transfer Conference*, Tata McGraw-Hill, New Delhi, India, 2002, pp.863-868.
60. Hong S.W. and Bergles A.E. Augmentation of laminar flow heat transfer in tubes by means of twisted-tape inserts. *Trans. ASME J. Heat Transfer*, 1976, vol.98, pp.251-256.
61. Al-Fahed S., Chamra L.M. and Chakroun W. Pressure drop and heat transfer comparison for both micro-fin tube and twisted-tape inserts in laminar flow. *Exp. Thermal and Fluid Sci.*, 1999, vol.18, pp.323-333.

62. Klaczak A. Heat transfer and pressure drop in tubes with short turbulators. *Warme - und Stoffebetragung*, 1996, vol.31, pp.399-401.
63. Algifri A.H., Bharadwaj, R.K. and Rao, Y.V.N. Heat transfer in turbulent decaying swirl flow in a circular pipe. *Int. J. Heat and Mass Transfer*, 1988, vol.31, pp.1563-1568.
64. Fujita Y. and Lopez A.M. Heat transfer enhancement of twisted tape inserts in turbulent pipe flows. *Heat Transfer- Jap. Res.*, 1995, vol.24, pp.378-398.
65. Kumar A., Prasad B.N., Investigation of twisted tape inserted solar water heaters-heat transfer, friction factor and thermal performance results. *Renew. Energy*. 2000. vol.19, pp.379-398.
66. Bergles, A.E. Heat Transfer in Rough Tubes with Tape_Generated Swirl Flow [Text] / A. E. Bergles, R. A. Lee , B. B. Mikic // *Journal of Heat Transfer*. - 1969. - Vol. 91. - P. 443-445.
67. Yadav, Anil Singh. Experimental investigation of heat transfer performance of double pipe u_bend heat exchanger using full length twisted tape [Text] / Anil Singh Yadav // *International Journal of Applied Engineering Research*. - 2008. - Vol. 3, number 3. - P. 399-407. - ISSN 0973_4562.
68. Selvam, S. Experimental studies on effect of wire coiled coil matrix turbulators with and without bonding on the wall of the test section of concentric tube heat exchanger [Text] / S. Selvam, Pr. Thiyagarajan, S. Suresh // *Thermal Science*. - 2012. - Volume 16, Issue 4. - P. 1151-1164.
69. Gul, H. Heat transfer enhancement in circular tubes using helical swirl generator insert at the entrance [Text] / H. Gul, D. Evin // *International Journal of Thermal Sciences*. - 2007. - 46. - P. 1297-1303.
70. Sarac, Betul Ayhan. An experimental study on heat transfer and pressure drop characteristics of decaying swirl flow through a circular pipe with a vortex generator [Text] / Betul Ayhan Sarac, Tulin Bali // *Experimental Thermal and Fluid Science*. - 2007. - Vol. 32. - P. 158-165.

71. Buchlin, J.M. Convective heat transfer in a channel with perforated ribs [Text] / J. M. Buchlin // International Journal of Thermal Science. - 2002. - Vol. 41. - P. 332-340.
72. Chang, S.W. Turbulent heat transfer and pressure drop in tube fitted with serrated twisted tape [Text] / S. W. Chang, Y. J. Jan, J. S. Liou // International Journal of Thermal Science. - 2007. - Vol. 46. - P. 506-518
73. Губарь С.А. Методы и способы повышения тепловой и экологической эффективности жаротрубных теплогенераторов малой мощности для локального теплоснабжения [Текст] : дис... канд. техн. наук: 05.23.03 / С.А. Губарь; Донбасская гос. академия строительства и архитектуры. - Макеевка, 2004. - 214 л.: рис. - Библиогр.: л. 150-166.
74. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа / Л.Г. Лойцянский. - М.: Наука, 1987. - 840с.
75. Повх И.Л. Техническая гидромеханика. – Л.: Машиностроение, 1976. – 504 с.
76. Старк С.Б. Пылеулавливание и очистка газов в металлургии М.: Металлургия, 1977. - 328 с.
77. Флер. М.З., Губарь С.А., Лукьянов А.В., Губарь В.Ф. К вопросу об определении размеров топки теплогенераторов с жаровой трубой // Коммунальное хозяйство городов. Науч.-техн. сб. - К.: Техніка, 2002. – Вып.38. - С. 179-182.
78. Повх И.Л. Аэродинамический эксперимент в машиностроении. - Л., Машиностроение, 1974. - 480 с.
79. Прикладная аэродинамика / Под ред. Краснова Н.Ф. - М.: Высшая школа, 1974. - 732 с.
80. Інструкція по відбору проб з газопилових потоків. - К., УкрНТЭК, - 1993. - 24 с.
81. КНД 211.2.4.062-97. Внутрішній та зовнішній контроль якості вимірювань складу і властивостей проб викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря: Методика. - К.: 1997. - 30с.

82. ДСТУ 2681-94. Метрологія: Терміни та визначення. Чинний від 01.01.95. - К.: Держстандарт України, 1995. - 68 с.
83. ДСТУ 2708-99. Метрологія: Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення. - на заміну ДСТУ 2708-95; Чинний від 01.01.1999. - К.: Держстандарт України, 1999. - 38 с.
84. ДСТУ 3232-95. Державна система забезпечення єдності вимірювань. Стандартні зразки. Основні положення, порядок розроблення, атестації, затвердження, реєстрації і застосування. - Чинний від 01.01.1996. - К.: Держстандарт України, 1996. - 45 с.
85. КНД 211.0.0.061-97. Оцінка стану вимірювань в галузі охорони навколишнього середовища та використання природних ресурсів. - К.: Держстандарт України, 1996. - 32 с.
86. КНД 211.0.0.050-96. Метрологічне забезпечення. Зовнішній контроль якості вимірювань складу та властивостей проб об'єктів довкілля. Основні положення. - К.: Держстандарт України, 1996. - 28 с.
87. ГОСТ 17.2.4.06.90. Методы определения скорости и расхода газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения. - Введ. 01.01.1991. - М.: Изд-во стандартов, 1991. - 18 с.
88. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. - М.: Изд-во стандартов, 1989. - 24с.
89. РД 26-14-29-87. Определение числовых значений показателей качества. - Семибратово: СФ НИИОГАЗ, 1987. - 45с.
90. Титиевский В.И. Экспресс-определение оптимальной функции регулирования автономной котельной // Інженерні системи та техногенна безпека у будівництві. Зб. наук. праць. - Макіївка, 2001. - Вип. 6(31). - С. 135-137.
91. Спиридонов А. А. Планирование эксперимента при исследовании технологических процессов / А. А. Спиридонов – М. : Машиностроение, 1981. – 283 с.

92. Спирин Н.А. Методы планирования и обработки результатов инженерного эксперимента: Конспект лекций (отдельные главы из учебника для ВУЗов) / В.В. Лавров – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2004.-257с.
93. Планирование эксперимента в технике / В.И. Барабашук., Б.П. Креденцер., В.И. Мирошниченко. - К.: Техника, 1984. - 200 с.
94. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. - М.: Наука, 1976. - 280с.
95. Джонсон Н., Лион Ф. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке. - М.: Мир, 1980. - 616 с.
96. Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент: справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. - 2-е изд., перераб. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 560 с. - (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 2).
97. Нащокин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача / В.В. Нащокин - М., 1975. - 496 с.
98. Исаченко В.П. Теплопередача / В.П. Исаченко, В. А. Осипова, А.С. Сукомел. - М. - Л.: Энергия, 1965. - 424 с.
99. Bergles, A. E. Survey and Evaluation of Techniques to Augment Convective Heat and Mass Transfer in Progress, in Heat and Mass Transfer: vol. 1 / A. E. Bergles. Oxford : Pergamon Press, 1969. - 400 p.
100. Лойцянский, Л. Г. Ламинарный пограничный слой [Text] / Л. Г. Лойцянский. – М. : Физмат гиз, 1962. – 410 с.
101. Лойцянский, Л. Г. Механика жидкости и газа [Text] / Л. Г. Лойцянский. – М. : Наука, 1987. – 840 с.
102. Лаптев, А. Г. Математические модели и расчет гидродинамических характеристик пограничного слоя [Text] / А. Г. Лаптев, Т. М. Фарахов // Научный журнал КубГАУ. – Краснодар : КубГАУ, 2012. – № 08(082). – С. 710–744.
103. Г. Шлихтинг. Теория пограничного слоя. М. Наука, 1974 г.

104. Ветошкин А.Г. Теоретические основы защиты окружающей среды: Учеб. Пособие / А.Г. Ветошкин. - М.: Абрис, 2012. - 397 с.: ил.
105. Матвеев Л.Т. Курс общей метеорологии. Физика атмосферы. - Л.: Гидрометеиздат, 1984. 751 с.
106. Монин А.С. Теоретические основы геофизической гидродинамики. -Л.: Гидрометеиздат, 1988. 424 с.
107. Збірник показників емісії (питомих викидів) забруднюючих речовин в атмосферне повітря різними виробництвами. - Донецьк., Український науковий центр технічної екології, 2004. - Т.1. - 184 с.
108. Толочко А.И. Очистка технологических газов в черной металлургии / А.И. Толочко, В.И. Филипов, О.В. Филипов. - [Б. м.]: Металлургия, Москва, 1982. - 277 с.: ил. - Библиогр.: с. 271-273.
109. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных примесей, содержащихся в выбросах предприятий. - Госкомгидромет. - Л.: Гидрометеиздат, 1987. - 68 с.
110. Лук'янов О.В. Щодо питання визначення викидів від теплогенераторів комунальної теплоенергетики. // Коммунальное хозяйство городов. Науч.-тех. сб. – К: "Техника", 2006.- Вып. 67. - С. 194-198.
111. Лук'янов О.В. Екологічні питання використання теплогенераторів малої потужності для локальних систем теплопостачання // Інженерні системи та техногенна безпека у будівництві: Зб. наук. праць. - Макіївка, 2007.- Вип. 2007. – 2(64). – С. 26-29.
112. Лук'янов О.В. Розсіювання викидів від теплогенераторів локальних систем теплопостачання в умовах міської забудови // Современное промышленное и гражданское строительство. - 2006. – Т. 2, № 3.- С. 116 -120.
113. Андрийчук Н.Д. Снижение загрязнений окружающей среды теплогенерирующими установками. Коммунальное хозяйство городов, 2004, (57). С. 216-220.

114. Хаванов П.А. Оценка загрязнения воздушного бассейна выбросами теплогенерирующих установок для различных архитектурно-планировочных решений / П.А. Хаванов. - С.78-81. - Библиогр. в конце ст. : табл.

115. Лук'янов О.В., Остапенко Д.В., Катин Л.Д. Экологическая составляющая теплоснабжения жилого района города от различных источников. - Інженерні системи та техногенна безпека у будівництві. - Макіївка. - Вісник ДонНАБА. - Вип. 2009-2(76). - С.76-80.

116. Стриха, И.И. Определение экономии топлива и теплоты при реализации энергосберегающих мероприятий в котельных Энергия и менеджмент, 2003, № 3.- С.6-10.

Приложение А . Расчет выбросов от котельных, работающих на
природном газе

Котельная №1

Мощность котельной

N 7 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|--------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 90,76 | г/ГДж |
| CO | 32,03 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/ГДж |
| Hg | 0,0001 | г/ГДж |
| НМЛОС | 200 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 15300 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 3358756 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 3,737234 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,686843 | г/с | 10,85981 | т/год |
| CO | 0,242415 | г/с | 3,832875 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
| Hg | 7,57E-07 | г/с | 1,2E-05 | т/год |
| НМЛОС | 1,513514 | г/с | 23,93046 | т/год |
| N ₂ O | 0,010595 | г/с | 0,167513 | т/год |
| CO ₂ | 115,7838 | г/с | 1830,681 | т/год |
| CH ₄ | 0,007568 | г/с | 0,119652 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |

Продолжение приложения А

Котельная №2

Мощность котельной

N 4 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|--------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 90,76 | г/ГДж |
| CO | 32,03 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/ГДж |
| Hg | 0,0001 | г/ГДж |
| НМЛОС | 200 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 15300 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1919289 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 2,135562 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,392482 | г/с | 6,205607 | т/год |
| CO | 0,138523 | г/с | 2,190214 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
| Hg | 4,32E-07 | г/с | 6,84E-06 | т/год |
| НМЛОС | 0,864865 | г/с | 13,67455 | т/год |
| N ₂ O | 0,006054 | г/с | 0,095722 | т/год |
| CO ₂ | 66,16216 | г/с | 1046,103 | т/год |
| CH ₄ | 0,004324 | г/с | 0,068373 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |

Продолжение приложения А

Котельная №3

Мощность котельной

N 3,26 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|--------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 90,76 | г/ГДж |
| CO | 32,03 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/ГДж |
| Hg | 0,0001 | г/ГДж |
| НМЛОС | 200 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 15300 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1564221 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 1,740483 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,319873 | г/с | 5,057569 | т/год |
| CO | 0,112896 | г/с | 1,785025 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
| Hg | 3,52E-07 | г/с | 5,57E-06 | т/год |
| НМЛОС | 0,704865 | г/с | 11,14476 | т/год |
| N ₂ O | 0,004934 | г/с | 0,078013 | т/год |
| CO ₂ | 53,92216 | г/с | 852,5741 | т/год |
| CH ₄ | 0,003524 | г/с | 0,055724 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |

Продолжение приложения А

Котельная №4

Мощность котельной

N 4 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|--------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 90,76 | г/ГДж |
| CO | 32,03 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/ГДж |
| Hg | 0,0001 | г/ГДж |
| НМЛОС | 200 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 15300 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1919289 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 2,135562 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,392482 | г/с | 6,205607 | т/год |
| CO | 0,138523 | г/с | 2,190214 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
| Hg | 4,32E-07 | г/с | 6,84E-06 | т/год |
| НМЛОС | 0,864865 | г/с | 13,67455 | т/год |
| N ₂ O | 0,006054 | г/с | 0,095722 | т/год |
| CO ₂ | 66,16216 | г/с | 1046,103 | т/год |
| CH ₄ | 0,004324 | г/с | 0,068373 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |

Продолжение приложения А

Котельная №5

Мощность котельной

N 0,63 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|--------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 90,76 | г/ГДж |
| CO | 32,03 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/ГДж |
| Hg | 0,0001 | г/ГДж |
| НМЛОС | 200 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 15300 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 302288 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 0,336351 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,061816 | г/с | 0,977383 | т/год |
| CO | 0,021817 | г/с | 0,344959 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
| Hg | 6,81E-08 | г/с | 1,08E-06 | т/год |
| НМЛОС | 0,136216 | г/с | 2,153742 | т/год |
| N ₂ O | 0,000954 | г/с | 0,015076 | т/год |
| CO ₂ | 10,42054 | г/с | 164,7613 | т/год |
| CH ₄ | 0,000681 | г/с | 0,010769 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |

Продолжение приложения А

Котельная №6

Мощность котельной

N 4 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|--------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 90,76 | г/ГДж |
| CO | 32,03 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/ГДж |
| Hg | 0,0001 | г/ГДж |
| НМЛОС | 200 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 15300 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1919289 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 2,135562 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,392482 | г/с | 6,205607 | т/год |
| CO | 0,138523 | г/с | 2,190214 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
| Hg | 4,32E-07 | г/с | 6,84E-06 | т/год |
| НМЛОС | 0,864865 | г/с | 13,67455 | т/год |
| N ₂ O | 0,006054 | г/с | 0,095722 | т/год |
| CO ₂ | 66,16216 | г/с | 1046,103 | т/год |
| CH ₄ | 0,004324 | г/с | 0,068373 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |

Продолжение приложения А

Котельная №7

Мощность котельной

N 3 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|--------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 90,76 | г/ГДж |
| CO | 32,03 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/ГДж |
| Hg | 0,0001 | г/ГДж |
| НМЛОС | 200 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 15300 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Расход топлива

V_{год} 1439467 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 1,601672 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,294361 | г/с | 4,654205 | т/год |
| CO | 0,103892 | г/с | 1,642661 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
| Hg | 3,24E-07 | г/с | 5,13E-06 | т/год |
| НМЛОС | 0,648649 | г/с | 10,25591 | т/год |
| N ₂ O | 0,004541 | г/с | 0,071791 | т/год |
| CO ₂ | 49,62162 | г/с | 784,5774 | т/год |
| CH ₄ | 0,003243 | г/с | 0,05128 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |

Продолжение приложения А

Котельная №8

Мощность котельной

N 4 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|--------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 90,76 | г/ГДж |
| CO | 32,03 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/ГДж |
| Hg | 0,0001 | г/ГДж |
| НМЛОС | 200 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 15300 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1919289 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 2,135562 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,392482 | г/с | 6,205607 | т/год |
| CO | 0,138523 | г/с | 2,190214 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
| Hg | 4,32E-07 | г/с | 6,84E-06 | т/год |
| НМЛОС | 0,864865 | г/с | 13,67455 | т/год |
| N ₂ O | 0,006054 | г/с | 0,095722 | т/год |
| CO ₂ | 66,16216 | г/с | 1046,103 | т/год |
| CH ₄ | 0,004324 | г/с | 0,068373 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |

Продолжение приложения А

Котельная №9

Мощность котельной

N 3 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|--------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 90,76 | г/ГДж |
| CO | 32,03 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/ГДж |
| Hg | 0,0001 | г/ГДж |
| НМЛОС | 200 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 15300 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1439467 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 1,601672 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,294361 | г/с | 4,654205 | т/год |
| CO | 0,103892 | г/с | 1,642661 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
| Hg | 3,24E-07 | г/с | 5,13E-06 | т/год |
| НМЛОС | 0,648649 | г/с | 10,25591 | т/год |
| N ₂ O | 0,004541 | г/с | 0,071791 | т/год |
| CO ₂ | 49,62162 | г/с | 784,5774 | т/год |
| CH ₄ | 0,003243 | г/с | 0,05128 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |

Продолжение приложения А

Котельная №10

Мощность котельной

N 2 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

NO₂ (NO_x) 90,76 г/ГДж

CO 32,03 г/ГДж

SO₂ (SO_x) - г/ГДж

Hg 0,0001 г/ГДж

НМЛЮС 200 г/ГДж

N₂O 1,4 г/ГДж

C 15300 г/ГДж

CH₄ 1 г/ГДж

Расход топлива

B_{год} 959644,6 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 1,067781 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,196241 | г/с | 3,102803 | т/год |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| CO | 0,069261 | г/с | 1,095107 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| Hg | 2,16E-07 | г/с | 3,42E-06 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-------|----------|-----|----------|-------|
| НМЛЮС | 0,432432 | г/с | 6,837276 | т/год |
|-------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------|----------|-----|----------|-------|
| N ₂ O | 0,003027 | г/с | 0,047861 | т/год |
|------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CO ₂ | 33,08108 | г/с | 523,0516 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CH ₄ | 0,002162 | г/с | 0,034186 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
|------------------------------------|----------|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|------------------------------------|---|-------------------|
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
|------------------------------------|---|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|-------|----------|-------------------|
| НМЛЮС | 404,9823 | мг/м ³ |
|-------|----------|-------------------|

| | | |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
|------------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

Продолжение приложения А

Котельная №11

Мощность котельной

N 4,63 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

NO₂ (NO_x) 90,76 г/ГДж

CO 32,03 г/ГДж

SO₂ (SO_x) - г/ГДж

Hg 0,0001 г/ГДж

НМЛОС 200 г/ГДж

N₂O 1,4 г/ГДж

C 15300 г/ГДж

CH₄ 1 г/ГДж

Расход топлива

B_{год} 2221577 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 2,471913 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,454298 | г/с | 7,18299 | т/год |
|------------------------------------|----------|-----|---------|-------|

| | | | | |
|----|---------|-----|----------|-------|
| CO | 0,16034 | г/с | 2,535173 | т/год |
|----|---------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| Hg | 5,01E-07 | г/с | 7,91E-06 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-------|----------|-----|----------|-------|
| НМЛОС | 1,001081 | г/с | 15,82829 | т/год |
|-------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------|----------|-----|----------|-------|
| N ₂ O | 0,007008 | г/с | 0,110798 | т/год |
|------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|---------|-----|----------|-------|
| CO ₂ | 76,5827 | г/с | 1210,864 | т/год |
|-----------------|---------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CH ₄ | 0,005005 | г/с | 0,079141 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
|------------------------------------|----------|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|------------------------------------|---|-------------------|
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
|------------------------------------|---|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|-------|----------|-------------------|
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
|-------|----------|-------------------|

| | | |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
|------------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

Продолжение приложения А

Котельная №12

Мощность котельной

N 4,63 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

NO₂ (NO_x) 90,76 г/ГДж

CO 32,03 г/ГДж

SO₂ (SO_x) - г/ГДж

Hg 0,0001 г/ГДж

НМЛОС 200 г/ГДж

N₂O 1,4 г/ГДж

C 15300 г/ГДж

CH₄ 1 г/ГДж

Расход топлива

B_{год} 2221577 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 2,471913 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,454298 | г/с | 7,18299 | т/год |
|------------------------------------|----------|-----|---------|-------|

| | | | | |
|----|---------|-----|----------|-------|
| CO | 0,16034 | г/с | 2,535173 | т/год |
|----|---------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| Hg | 5,01E-07 | г/с | 7,91E-06 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-------|----------|-----|----------|-------|
| НМЛОС | 1,001081 | г/с | 15,82829 | т/год |
|-------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------|----------|-----|----------|-------|
| N ₂ O | 0,007008 | г/с | 0,110798 | т/год |
|------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|---------|-----|----------|-------|
| CO ₂ | 76,5827 | г/с | 1210,864 | т/год |
|-----------------|---------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CH ₄ | 0,005005 | г/с | 0,079141 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
|------------------------------------|----------|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|------------------------------------|---|-------------------|
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
|------------------------------------|---|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|-------|----------|-------------------|
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
|-------|----------|-------------------|

| | | |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
|------------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

Продолжение приложения А

Котельная №13

Мощность котельной

N 0,63 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

NO₂ (NO_x) 90,76 г/ГДж

CO 32,03 г/ГДж

SO₂ (SO_x) - г/ГДж

Hg 0,0001 г/ГДж

НМЛОС 200 г/ГДж

N₂O 1,4 г/ГДж

C 15300 г/ГДж

CH₄ 1 г/ГДж

Расход топлива

B_{год} 302288 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 0,336351 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,061816 | г/с | 0,977383 | т/год |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| CO | 0,021817 | г/с | 0,344959 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| Hg | 6,81E-08 | г/с | 1,08E-06 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-------|----------|-----|----------|-------|
| НМЛОС | 0,136216 | г/с | 2,153742 | т/год |
|-------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------|----------|-----|----------|-------|
| N ₂ O | 0,000954 | г/с | 0,015076 | т/год |
|------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CO ₂ | 10,42054 | г/с | 164,7613 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CH ₄ | 0,000681 | г/с | 0,010769 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
|------------------------------------|----------|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|------------------------------------|---|-------------------|
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
|------------------------------------|---|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|-------|----------|-------------------|
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
|-------|----------|-------------------|

| | | |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
|------------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

Продолжение приложения А

Котельная №14

Мощность котельной

N 0,63 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|--------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 90,76 | г/ГДж |
| CO | 32,03 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/ГДж |
| Hg | 0,0001 | г/ГДж |
| НМЛОС | 200 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 15300 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Расход топлива

V_{год} 302288 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 0,336351 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,061816 | г/с | 0,977383 | т/год |
| CO | 0,021817 | г/с | 0,344959 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
| Hg | 6,81E-08 | г/с | 1,08E-06 | т/год |
| НМЛОС | 0,136216 | г/с | 2,153742 | т/год |
| N ₂ O | 0,000954 | г/с | 0,015076 | т/год |
| CO ₂ | 10,42054 | г/с | 164,7613 | т/год |
| CH ₄ | 0,000681 | г/с | 0,010769 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |

Продолжение приложения А

Котельная №15

Мощность котельной

N 5 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

NO₂ (NO_x) 90,76 г/ГДж

CO 32,03 г/ГДж

SO₂ (SO_x) - г/ГДж

Hg 0,0001 г/ГДж

НМЛОС 200 г/ГДж

N₂O 1,4 г/ГДж

C 15300 г/ГДж

CH₄ 1 г/ГДж

Расход топлива

V_{год} 2399111 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 2,669453 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,490602 | г/с | 7,757008 | т/год |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| CO | 0,173154 | г/с | 2,737768 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| Hg | 5,41E-07 | г/с | 8,55E-06 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-------|----------|-----|----------|-------|
| НМЛОС | 1,081081 | г/с | 17,09319 | т/год |
|-------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------|----------|-----|----------|-------|
| N ₂ O | 0,007568 | г/с | 0,119652 | т/год |
|------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|---------|-----|----------|-------|
| CO ₂ | 82,7027 | г/с | 1307,629 | т/год |
|-----------------|---------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CH ₄ | 0,005405 | г/с | 0,085466 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
|------------------------------------|----------|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|------------------------------------|---|-------------------|
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
|------------------------------------|---|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|-------|----------|-------------------|
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
|-------|----------|-------------------|

| | | |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
|------------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

Продолжение приложения А

Котельная №16

Мощность котельной

N 7 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

NO₂ (NO_x) 90,76 г/ГДж

CO 32,03 г/ГДж

SO₂ (SO_x) - г/ГДж

Hg 0,0001 г/ГДж

НМЛОС 200 г/ГДж

N₂O 1,4 г/ГДж

C 15300 г/ГДж

CH₄ 1 г/ГДж

Расход топлива

B_{год} 3358756 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 3,737234 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,686843 | г/с | 10,85981 | т/год |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| CO | 0,242415 | г/с | 3,832875 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|---------|-------|
| Hg | 7,57E-07 | г/с | 1,2E-05 | т/год |
|----|----------|-----|---------|-------|

| | | | | |
|-------|----------|-----|----------|-------|
| НМЛОС | 1,513514 | г/с | 23,93046 | т/год |
|-------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------|----------|-----|----------|-------|
| N ₂ O | 0,010595 | г/с | 0,167513 | т/год |
|------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CO ₂ | 115,7838 | г/с | 1830,681 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CH ₄ | 0,007568 | г/с | 0,119652 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
|------------------------------------|----------|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|------------------------------------|---|-------------------|
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
|------------------------------------|---|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|-------|----------|-------------------|
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
|-------|----------|-------------------|

| | | |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
|------------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

Продолжение приложения А

Котельная №17

Мощность котельной

N 1,26 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

NO₂ (NO_x) 90,76 г/ГДж

CO 32,03 г/ГДж

SO₂ (SO_x) - г/ГДж

Hg 0,0001 г/ГДж

НМЛОС 200 г/ГДж

N₂O 1,4 г/ГДж

C 15300 г/ГДж

CH₄ 1 г/ГДж

Расход топлива

B_{год} 604576,1 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 0,672702 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,123632 | г/с | 1,954766 | т/год |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| CO | 0,043635 | г/с | 0,689917 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| Hg | 1,36E-07 | г/с | 2,15E-06 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-------|----------|-----|----------|-------|
| НМЛОС | 0,272432 | г/с | 4,307484 | т/год |
|-------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------|----------|-----|----------|-------|
| N ₂ O | 0,001907 | г/с | 0,030152 | т/год |
|------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CO ₂ | 20,84108 | г/с | 329,5225 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CH ₄ | 0,001362 | г/с | 0,021537 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
|------------------------------------|----------|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|------------------------------------|---|-------------------|
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
|------------------------------------|---|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|-------|----------|-------------------|
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
|-------|----------|-------------------|

| | | |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
|------------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

Продолжение приложения А

Котельная №18

Мощность котельной

N 12 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

NO₂ (NO_x) 90,76 г/ГДж

CO 32,03 г/ГДж

SO₂ (SO_x) - г/ГДж

Hg 0,0001 г/ГДж

НМЛОС 200 г/ГДж

N₂O 1,4 г/ГДж

C 15300 г/ГДж

CH₄ 1 г/ГДж

Расход топлива

B_{год} 5757867 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 6,406687 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

NO₂ (NO_x) 1,177445 г/с 18,61682 т/год

CO 0,415569 г/с 6,570642 т/год

SO₂ (SO_x) - г/с - т/год

Hg 1,3E-06 г/с 2,05E-05 т/год

НМЛОС 2,594595 г/с 41,02365 т/год

N₂O 0,018162 г/с 0,287166 т/год

CO₂ 198,4865 г/с 3138,31 т/год

CH₄ 0,012973 г/с 0,205118 т/год

Концентрация

NO₂ (NO_x) 183,7838 мг/м³

CO 64,86486 мг/м³

SO₂ (SO_x) - мг/м³

Hg 0,000202 мг/м³

НМЛОС 404,9823 мг/м³

N₂O 2,834876 мг/м³

CO₂ 30981,15 мг/м³

CH₄ 2,024911 мг/м³

Продолжение приложения А

Котельная №19

Мощность котельной

N 12 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

NO₂ (NO_x) 90,76 г/ГДж

CO 32,03 г/ГДж

SO₂ (SO_x) - г/ГДж

Hg 0,0001 г/ГДж

НМЛОС 200 г/ГДж

N₂O 1,4 г/ГДж

C 15300 г/ГДж

CH₄ 1 г/ГДж

Расход топлива

B_{год} 5757867 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 6,406687 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,177445 | г/с | 18,61682 | т/год |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| CO | 0,415569 | г/с | 6,570642 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|

| | | | | |
|----|---------|-----|----------|-------|
| Hg | 1,3E-06 | г/с | 2,05E-05 | т/год |
|----|---------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-------|----------|-----|----------|-------|
| НМЛОС | 2,594595 | г/с | 41,02365 | т/год |
|-------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------|----------|-----|----------|-------|
| N ₂ O | 0,018162 | г/с | 0,287166 | т/год |
|------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|---------|-------|
| CO ₂ | 198,4865 | г/с | 3138,31 | т/год |
|-----------------|----------|-----|---------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CH ₄ | 0,012973 | г/с | 0,205118 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
|------------------------------------|----------|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|------------------------------------|---|-------------------|
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
|------------------------------------|---|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|-------|----------|-------------------|
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
|-------|----------|-------------------|

| | | |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
|------------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

Продолжение приложения А

Котельная №1-4

Мощность котельной

N 2 МВт

Топливо природный газ

Q_н 35,624 МДж/м³

Показатели эмиссии

NO₂ (NO_x) 90,76 г/ГДж

CO 32,03 г/ГДж

SO₂ (SO_x) - г/ГДж

Hg 0,0001 г/ГДж

НМЛОС 200 г/ГДж

N₂O 1,4 г/ГДж

C 15300 г/ГДж

CH₄ 1 г/ГДж

Расход топлива

B_{год} 959644,6 м³/год

Расход продуктов сгорания

V 1,067781 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,196241 | г/с | 3,102803 | т/год |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| CO | 0,069261 | г/с | 1,095107 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|
| SO ₂ (SO _x) | - | г/с | - | т/год |
|------------------------------------|---|-----|---|-------|

| | | | | |
|----|----------|-----|----------|-------|
| Hg | 2,16E-07 | г/с | 3,42E-06 | т/год |
|----|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-------|----------|-----|----------|-------|
| НМЛОС | 0,432432 | г/с | 6,837276 | т/год |
|-------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|------------------|----------|-----|----------|-------|
| N ₂ O | 0,003027 | г/с | 0,047861 | т/год |
|------------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CO ₂ | 33,08108 | г/с | 523,0516 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

| | | | | |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|
| CH ₄ | 0,002162 | г/с | 0,034186 | т/год |
|-----------------|----------|-----|----------|-------|

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 183,7838 | мг/м ³ |
|------------------------------------|----------|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| CO | 64,86486 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|------------------------------------|---|-------------------|
| SO ₂ (SO _x) | - | мг/м ³ |
|------------------------------------|---|-------------------|

| | | |
|----|----------|-------------------|
| Hg | 0,000202 | мг/м ³ |
|----|----------|-------------------|

| | | |
|-------|----------|-------------------|
| НМЛОС | 404,9823 | мг/м ³ |
|-------|----------|-------------------|

| | | |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ O | 2,834876 | мг/м ³ |
|------------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CO ₂ | 30981,15 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

| | | |
|-----------------|----------|-------------------|
| CH ₄ | 2,024911 | мг/м ³ |
|-----------------|----------|-------------------|

Приложение Б . Расчет выбросов от котельных, работающих на
выкосернистом мазуте

Котельная №1

Мощность котельной

N 7 МВт

**Топливо мазут
высокосернистый 40**

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 3047179 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 3,254325 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,065217 | г/с | 16,84237 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 9,443417 | г/с | 149,3117 | т/год |
| зола | 0,293486 | г/с | 4,640373 | т/год |
| CO | 0,11413 | г/с | 1,804539 | т/год |
| НМЛОС | 0,380435 | г/с | 6,01513 | т/год |
| N ₂ O | 0,004565 | г/с | 0,072182 | т/год |
| CO ₂ | 160,5435 | г/с | 2538,385 | т/год |
| CH ₄ | 0,022826 | г/с | 0,360908 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,002877 | г/с | 0,045485 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №2

Мощность котельной

N 4 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1741245 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 1,859615 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,608696 | г/с | 9,624209 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 5,396238 | г/с | 85,321 | т/год |
| зола | 0,167707 | г/с | 2,651642 | т/год |
| CO | 0,065217 | г/с | 1,031165 | т/год |
| НМЛОС | 0,217391 | г/с | 3,437217 | т/год |
| N ₂ O | 0,002609 | г/с | 0,041247 | т/год |
| CO ₂ | 91,73913 | г/с | 1450,506 | т/год |
| CH ₄ | 0,013043 | г/с | 0,206233 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,001644 | г/с | 0,025992 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №3

Мощность котельной

N 3,26 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1419115 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 1,515586 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,496087 | г/с | 7,84373 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 4,397934 | г/с | 69,53661 | т/год |
| зола | 0,136681 | г/с | 2,161088 | т/год |
| CO | 0,053152 | г/с | 0,8404 | т/год |
| НМЛОС | 0,177174 | г/с | 2,801332 | т/год |
| N ₂ O | 0,002126 | г/с | 0,033616 | т/год |
| CO ₂ | 74,76739 | г/с | 1182,162 | т/год |
| CH ₄ | 0,01063 | г/с | 0,16808 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,00134 | г/с | 0,021183 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №4

Мощность котельной

N 4 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1741245 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 1,859615 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,608696 | г/с | 9,624209 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 5,396238 | г/с | 85,321 | т/год |
| зола | 0,167707 | г/с | 2,651642 | т/год |
| CO | 0,065217 | г/с | 1,031165 | т/год |
| НМЛОС | 0,217391 | г/с | 3,437217 | т/год |
| N ₂ O | 0,002609 | г/с | 0,041247 | т/год |
| CO ₂ | 91,73913 | г/с | 1450,506 | т/год |
| CH ₄ | 0,013043 | г/с | 0,206233 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,001644 | г/с | 0,025992 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №5

Мощность котельной

N 0,63 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 274246,1 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 0,292889 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,09587 | г/с | 1,515813 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 0,849907 | г/с | 13,43806 | т/год |
| зола | 0,026414 | г/с | 0,417634 | т/год |
| CO | 0,010272 | г/с | 0,162409 | т/год |
| НМЛОС | 0,034239 | г/с | 0,541362 | т/год |
| N ₂ O | 0,000411 | г/с | 0,006496 | т/год |
| CO ₂ | 14,44891 | г/с | 228,4547 | т/год |
| CH ₄ | 0,002054 | г/с | 0,032482 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,000259 | г/с | 0,004094 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №6

Мощность котельной

N 4 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1741245 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 1,859615 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,608696 | г/с | 9,624209 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 5,396238 | г/с | 85,321 | т/год |
| зола | 0,167707 | г/с | 2,651642 | т/год |
| CO | 0,065217 | г/с | 1,031165 | т/год |
| НМЛОС | 0,217391 | г/с | 3,437217 | т/год |
| N ₂ O | 0,002609 | г/с | 0,041247 | т/год |
| CO ₂ | 91,73913 | г/с | 1450,506 | т/год |
| CH ₄ | 0,013043 | г/с | 0,206233 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,001644 | г/с | 0,025992 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №7

Мощность котельной

N 3 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1305934 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 1,394711 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,456522 | г/с | 7,218157 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 4,047179 | г/с | 63,99075 | т/год |
| зола | 0,12578 | г/с | 1,988731 | т/год |
| CO | 0,048913 | г/с | 0,773374 | т/год |
| НМЛОС | 0,163043 | г/с | 2,577913 | т/год |
| N ₂ O | 0,001957 | г/с | 0,030935 | т/год |
| CO ₂ | 68,80435 | г/с | 1087,879 | т/год |
| CH ₄ | 0,009783 | г/с | 0,154675 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,001233 | г/с | 0,019494 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №8

Мощность котельной

N 4 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1741245 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 1,859615 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,608696 | г/с | 9,624209 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 5,396238 | г/с | 85,321 | т/год |
| зола | 0,167707 | г/с | 2,651642 | т/год |
| CO | 0,065217 | г/с | 1,031165 | т/год |
| НМЛОС | 0,217391 | г/с | 3,437217 | т/год |
| N ₂ O | 0,002609 | г/с | 0,041247 | т/год |
| CO ₂ | 91,73913 | г/с | 1450,506 | т/год |
| CH ₄ | 0,013043 | г/с | 0,206233 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,001644 | г/с | 0,025992 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №9

Мощность котельной

N 3 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 1305934 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 1,394711 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,456522 | г/с | 7,218157 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 4,047179 | г/с | 63,99075 | т/год |
| зола | 0,12578 | г/с | 1,988731 | т/год |
| CO | 0,048913 | г/с | 0,773374 | т/год |
| НМЛОС | 0,163043 | г/с | 2,577913 | т/год |
| N ₂ O | 0,001957 | г/с | 0,030935 | т/год |
| CO ₂ | 68,80435 | г/с | 1087,879 | т/год |
| CH ₄ | 0,009783 | г/с | 0,154675 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,001233 | г/с | 0,019494 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №10

Мощность котельной

N 2 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 870622,4 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 0,929807 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,304348 | г/с | 4,812104 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 2,698119 | г/с | 42,6605 | т/год |
| зола | 0,083853 | г/с | 1,325821 | т/год |
| CO | 0,032609 | г/с | 0,515583 | т/год |
| НМЛОС | 0,108696 | г/с | 1,718609 | т/год |
| N ₂ O | 0,001304 | г/с | 0,020623 | т/год |
| CO ₂ | 45,86957 | г/с | 725,2529 | т/год |
| CH ₄ | 0,006522 | г/с | 0,103117 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,000822 | г/с | 0,012996 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №11

Мощность котельной

N 4,63 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 2015491 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 2,152504 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,704565 | г/с | 11,14002 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 6,246146 | г/с | 98,75906 | т/год |
| зола | 0,19412 | г/с | 3,069276 | т/год |
| CO | 0,075489 | г/с | 1,193574 | т/год |
| НМЛОС | 0,25163 | г/с | 3,978579 | т/год |
| N ₂ O | 0,00302 | г/с | 0,047743 | т/год |
| CO ₂ | 106,188 | г/с | 1678,96 | т/год |
| CH ₄ | 0,015098 | г/с | 0,238715 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,001903 | г/с | 0,030085 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №12

Мощность котельной

N 4,63 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 2015491 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 2,152504 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,704565 | г/с | 11,14002 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 6,246146 | г/с | 98,75906 | т/год |
| зола | 0,19412 | г/с | 3,069276 | т/год |
| CO | 0,075489 | г/с | 1,193574 | т/год |
| НМЛОС | 0,25163 | г/с | 3,978579 | т/год |
| N ₂ O | 0,00302 | г/с | 0,047743 | т/год |
| CO ₂ | 106,188 | г/с | 1678,96 | т/год |
| CH ₄ | 0,015098 | г/с | 0,238715 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,001903 | г/с | 0,030085 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №13

Мощность котельной

N 0,63 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 274246,1 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 0,292889 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,09587 | г/с | 1,515813 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 0,849907 | г/с | 13,43806 | т/год |
| зола | 0,026414 | г/с | 0,417634 | т/год |
| CO | 0,010272 | г/с | 0,162409 | т/год |
| НМЛОС | 0,034239 | г/с | 0,541362 | т/год |
| N ₂ O | 0,000411 | г/с | 0,006496 | т/год |
| CO ₂ | 14,44891 | г/с | 228,4547 | т/год |
| CH ₄ | 0,002054 | г/с | 0,032482 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,000259 | г/с | 0,004094 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №14

Мощность котельной

N 0,63 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 274246,1 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 0,292889 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,09587 | г/с | 1,515813 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 0,849907 | г/с | 13,43806 | т/год |
| зола | 0,026414 | г/с | 0,417634 | т/год |
| CO | 0,010272 | г/с | 0,162409 | т/год |
| НМЛОС | 0,034239 | г/с | 0,541362 | т/год |
| N ₂ O | 0,000411 | г/с | 0,006496 | т/год |
| CO ₂ | 14,44891 | г/с | 228,4547 | т/год |
| CH ₄ | 0,002054 | г/с | 0,032482 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,000259 | г/с | 0,004094 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №15

Мощность котельной

N 5 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 2176556 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 2,324518 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,76087 | г/с | 12,03026 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 6,745298 | г/с | 106,6512 | т/год |
| зола | 0,209633 | г/с | 3,314552 | т/год |
| CO | 0,081522 | г/с | 1,288957 | т/год |
| НМЛОС | 0,271739 | г/с | 4,296522 | т/год |
| N ₂ O | 0,003261 | г/с | 0,051558 | т/год |
| CO ₂ | 114,6739 | г/с | 1813,132 | т/год |
| CH ₄ | 0,016304 | г/с | 0,257791 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,002055 | г/с | 0,03249 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №16

Мощность котельной

N 7 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 3047179 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 3,254325 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,065217 | г/с | 16,84237 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 9,443417 | г/с | 149,3117 | т/год |
| зола | 0,293486 | г/с | 4,640373 | т/год |
| CO | 0,11413 | г/с | 1,804539 | т/год |
| НМЛОС | 0,380435 | г/с | 6,01513 | т/год |
| N ₂ O | 0,004565 | г/с | 0,072182 | т/год |
| CO ₂ | 160,5435 | г/с | 2538,385 | т/год |
| CH ₄ | 0,022826 | г/с | 0,360908 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,002877 | г/с | 0,045485 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №17

Мощность котельной

N 1,26 МВт

Топливо мазут высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛОС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 548492,1 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 0,585779 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,191739 | г/с | 3,031626 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 1,699815 | г/с | 26,87611 | т/год |
| зола | 0,052828 | г/с | 0,835267 | т/год |
| CO | 0,020543 | г/с | 0,324817 | т/год |
| НМЛОС | 0,068478 | г/с | 1,082723 | т/год |
| N ₂ O | 0,000822 | г/с | 0,012993 | т/год |
| CO ₂ | 28,89783 | г/с | 456,9093 | т/год |
| CH ₄ | 0,004109 | г/с | 0,064963 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,000518 | г/с | 0,008187 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Продолжение приложения Б

Котельная №1-4

Мощность котельной

N 2 МВт

Топливо мазут

высокосернистый 40

Q_н 39,48 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|---------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 140 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1241,13 | г/ГДж |
| зола | 38,573 | г/ГДж |
| CO | 15 | г/ГДж |
| НМЛЮС | 50 | г/ГДж |
| N ₂ O | 0,6 | г/ГДж |
| C | 21100 | г/ГДж |
| CH ₄ | 3 | г/ГДж |
| V ₂ O ₅ | 14,927 | г/ГДж |

Расход топлива

B_{год} 870622,4 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 0,929807 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,304348 | г/с | 4,812104 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 2,698119 | г/с | 42,6605 | т/год |
| зола | 0,083853 | г/с | 1,325821 | т/год |
| CO | 0,032609 | г/с | 0,515583 | т/год |
| НМЛЮС | 0,108696 | г/с | 1,718609 | т/год |
| N ₂ O | 0,001304 | г/с | 0,020623 | т/год |
| CO ₂ | 45,86957 | г/с | 725,2529 | т/год |
| CH ₄ | 0,006522 | г/с | 0,103117 | т/год |
| V ₂ O ₅ | 0,000822 | г/с | 0,012996 | т/год |

Концентрация

| | | |
|------------------------------------|----------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 327,3236 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 2901,805 | мг/м ³ |
| зола | 90,18351 | мг/м ³ |
| CO | 35,07038 | мг/м ³ |
| НМЛЮС | 116,9013 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 1,402815 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 49332,34 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 7,014076 | мг/м ³ |
| V ₂ O ₅ | 0,883987 | мг/м ³ |

Приложение В . Расчет выбросов от котельных, работающих на угле марки АШ

Котельная №1

Мощность котельной

N 7,44 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

| Показатели эмиссии | | | Содержание тяжелых металлов | | |
|------------------------------------|----------|-------|-----------------------------|------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж | As | 20 | мг/кг |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж | Cd | 0 | мг/кг |
| зола | 1669,368 | г/ГДж | Cr | 47 | мг/кг |
| CO | 170,98 | г/ГДж | Cu | 29 | мг/кг |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж | Hg | 0,14 | мг/кг |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж | Ni | 26 | мг/кг |
| C | 25180 | г/ГДж | Pb | 14 | мг/кг |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж | Se | 0 | мг/кг |
| | | | Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 6867291 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 5,088248 м³/с

| Масса выбрасываемых веществ | | | | | Концентрация | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|--------------|-------------------|
| NO ₂ (NO _x) | 2,482072 | г/с | 39,24454 | т/год | 487,8049 | мг/м ³ |
| SO ₂ (SO _x) | 14,76725 | г/с | 233,4879 | т/год | 2902,227 | мг/м ³ |
| зола | 1,514646 | г/с | 23,94837 | т/год | 297,6754 | мг/м ³ |
| CO | 1,551295 | г/с | 24,52784 | т/год | 304,878 | мг/м ³ |
| НМЛОС | 5,443902 | г/с | 86,07463 | т/год | 1069,897 | мг/м ³ |
| N ₂ O | 0,012702 | г/с | 0,200841 | т/год | 2,496427 | мг/м ³ |
| CO ₂ | 228,4624 | г/с | 3612,265 | т/год | 44900,02 | мг/м ³ |
| CH ₄ | 0,009073 | г/с | 0,143458 | т/год | 1,783162 | мг/м ³ |
| As | 0,008687 | г/с | 0,137346 | т/год | 1,707192 | мг/м ³ |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год | 0 | мг/м ³ |
| Cr | 0,020414 | г/с | 0,322763 | т/год | 4,011902 | мг/м ³ |
| Cu | 0,012596 | г/с | 0,199151 | т/год | 2,475429 | мг/м ³ |
| Hg | 6,08E-05 | г/с | 0,000961 | т/год | 0,01195 | мг/м ³ |
| Ni | 0,011293 | г/с | 0,17855 | т/год | 2,21935 | мг/м ³ |
| Pb | 0,006081 | г/с | 0,096142 | т/год | 1,195035 | мг/м ³ |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год | 0 | мг/м ³ |
| Zn | 0,017373 | г/с | 0,274692 | т/год | 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №2

Мощность котельной

N 4,35 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 4015150 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 2,974983 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,451211 | г/с | 22,94539 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 8,634076 | г/с | 136,5151 | т/год |
| зола | 0,885579 | г/с | 14,00207 | т/год |
| CO | 0,907007 | г/с | 14,34087 | т/год |
| НМЛОС | 3,182927 | г/с | 50,32589 | т/год |
| N ₂ O | 0,007427 | г/с | 0,117427 | т/год |
| CO ₂ | 133,5768 | г/с | 2112,01 | т/год |
| CH ₄ | 0,005305 | г/с | 0,083876 | т/год |
| As | 0,005079 | г/с | 0,080303 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,011935 | г/с | 0,188712 | т/год |
| Cu | 0,007364 | г/с | 0,116439 | т/год |
| Hg | 3,56E-05 | г/с | 0,000562 | т/год |
| Ni | 0,006603 | г/с | 0,104394 | т/год |
| Pb | 0,003555 | г/с | 0,056212 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,010158 | г/с | 0,160606 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №3

Мощность котельной

N 3,72 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_n 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 3433646 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 2,544124 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,241036 | г/с | 19,62227 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 7,383624 | г/с | 116,744 | т/год |
| зола | 0,757323 | г/с | 11,97419 | т/год |
| CO | 0,775647 | г/с | 12,26392 | т/год |
| НМЛОС | 2,721951 | г/с | 43,03732 | т/год |
| N ₂ O | 0,006351 | г/с | 0,10042 | т/год |
| CO ₂ | 114,2312 | г/с | 1806,133 | т/год |
| CH ₄ | 0,004537 | г/с | 0,071729 | т/год |
| As | 0,004343 | г/с | 0,068673 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,010207 | г/с | 0,161381 | т/год |
| Cu | 0,006298 | г/с | 0,099576 | т/год |
| Hg | 3,04E-05 | г/с | 0,000481 | т/год |
| Ni | 0,005646 | г/с | 0,089275 | т/год |
| Pb | 0,00304 | г/с | 0,048071 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,008687 | г/с | 0,137346 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №4

Мощность котельной

N 4,35 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 4015150 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 2,974983 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,451211 | г/с | 22,94539 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 8,634076 | г/с | 136,5151 | т/год |
| зола | 0,885579 | г/с | 14,00207 | т/год |
| CO | 0,907007 | г/с | 14,34087 | т/год |
| НМЛОС | 3,182927 | г/с | 50,32589 | т/год |
| N ₂ O | 0,007427 | г/с | 0,117427 | т/год |
| CO ₂ | 133,5768 | г/с | 2112,01 | т/год |
| CH ₄ | 0,005305 | г/с | 0,083876 | т/год |
| As | 0,005079 | г/с | 0,080303 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,011935 | г/с | 0,188712 | т/год |
| Cu | 0,007364 | г/с | 0,116439 | т/год |
| Hg | 3,56E-05 | г/с | 0,000562 | т/год |
| Ni | 0,006603 | г/с | 0,104394 | т/год |
| Pb | 0,003555 | г/с | 0,056212 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,010158 | г/с | 0,160606 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №5

Мощность котельной

N 0,63 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 581504,5 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 0,43086 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,210175 | г/с | 3,323126 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 1,250452 | г/с | 19,77115 | т/год |
| зола | 0,128256 | г/с | 2,027886 | т/год |
| CO | 0,13136 | г/с | 2,076954 | т/год |
| НМЛОС | 0,460976 | г/с | 7,288578 | т/год |
| N ₂ O | 0,001076 | г/с | 0,017007 | т/год |
| CO ₂ | 19,34561 | г/с | 305,8773 | т/год |
| CH ₄ | 0,000768 | г/с | 0,012148 | т/год |
| As | 0,000736 | г/с | 0,01163 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,001729 | г/с | 0,027331 | т/год |
| Cu | 0,001067 | г/с | 0,016864 | т/год |
| Hg | 5,15E-06 | г/с | 8,14E-05 | т/год |
| Ni | 0,000956 | г/с | 0,015119 | т/год |
| Pb | 0,000515 | г/с | 0,008141 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,001471 | г/с | 0,02326 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №6

Мощность котельной

N 4,35 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 4015150 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 2,974983 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,451211 | г/с | 22,94539 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 8,634076 | г/с | 136,5151 | т/год |
| зола | 0,885579 | г/с | 14,00207 | т/год |
| CO | 0,907007 | г/с | 14,34087 | т/год |
| НМЛОС | 3,182927 | г/с | 50,32589 | т/год |
| N ₂ O | 0,007427 | г/с | 0,117427 | т/год |
| CO ₂ | 133,5768 | г/с | 2112,01 | т/год |
| CH ₄ | 0,005305 | г/с | 0,083876 | т/год |
| As | 0,005079 | г/с | 0,080303 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,011935 | г/с | 0,188712 | т/год |
| Cu | 0,007364 | г/с | 0,116439 | т/год |
| Hg | 3,56E-05 | г/с | 0,000562 | т/год |
| Ni | 0,006603 | г/с | 0,104394 | т/год |
| Pb | 0,003555 | г/с | 0,056212 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,010158 | г/с | 0,160606 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №7

Мощность котельной

N 3,13 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 2889062 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 2,14062 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,044205 | г/с | 16,51013 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 6,212565 | г/с | 98,22811 | т/год |
| зола | 0,63721 | г/с | 10,07505 | т/год |
| CO | 0,652628 | г/с | 10,31883 | т/год |
| НМЛОС | 2,290244 | г/с | 36,2115 | т/год |
| N ₂ O | 0,005344 | г/с | 0,084494 | т/год |
| CO ₂ | 96,1139 | г/с | 1519,676 | т/год |
| CH ₄ | 0,003817 | г/с | 0,060353 | т/год |
| As | 0,003654 | г/с | 0,057781 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,008588 | г/с | 0,135786 | т/год |
| Cu | 0,005299 | г/с | 0,083783 | т/год |
| Hg | 2,56E-05 | г/с | 0,000404 | т/год |
| Ni | 0,004751 | г/с | 0,075116 | т/год |
| Pb | 0,002558 | г/с | 0,040447 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,007309 | г/с | 0,115562 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №8

Мощность котельной

N 4,35 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 4015150 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 2,974983 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,451211 | г/с | 22,94539 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 8,634076 | г/с | 136,5151 | т/год |
| зола | 0,885579 | г/с | 14,00207 | т/год |
| CO | 0,907007 | г/с | 14,34087 | т/год |
| НМЛОС | 3,182927 | г/с | 50,32589 | т/год |
| N ₂ O | 0,007427 | г/с | 0,117427 | т/год |
| CO ₂ | 133,5768 | г/с | 2112,01 | т/год |
| CH ₄ | 0,005305 | г/с | 0,083876 | т/год |
| As | 0,005079 | г/с | 0,080303 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,011935 | г/с | 0,188712 | т/год |
| Cu | 0,007364 | г/с | 0,116439 | т/год |
| Hg | 3,56E-05 | г/с | 0,000562 | т/год |
| Ni | 0,006603 | г/с | 0,104394 | т/год |
| Pb | 0,003555 | г/с | 0,056212 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,010158 | г/с | 0,160606 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №9

Мощность котельной

N 3,13 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 2889062 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 2,14062 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,044205 | г/с | 16,51013 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 6,212565 | г/с | 98,22811 | т/год |
| зола | 0,63721 | г/с | 10,07505 | т/год |
| CO | 0,652628 | г/с | 10,31883 | т/год |
| НМЛОС | 2,290244 | г/с | 36,2115 | т/год |
| N ₂ O | 0,005344 | г/с | 0,084494 | т/год |
| CO ₂ | 96,1139 | г/с | 1519,676 | т/год |
| CH ₄ | 0,003817 | г/с | 0,060353 | т/год |
| As | 0,003654 | г/с | 0,057781 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,008588 | г/с | 0,135786 | т/год |
| Cu | 0,005299 | г/с | 0,083783 | т/год |
| Hg | 2,56E-05 | г/с | 0,000404 | т/год |
| Ni | 0,004751 | г/с | 0,075116 | т/год |
| Pb | 0,002558 | г/с | 0,040447 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,007309 | г/с | 0,115562 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №10

Мощность котельной

N 2,49 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 2298327 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 1,702922 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,830693 | г/с | 13,13426 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 4,942264 | г/с | 78,14313 | т/год |
| зола | 0,506918 | г/с | 8,014979 | т/год |
| CO | 0,519183 | г/с | 8,208913 | т/год |
| НМЛОС | 1,821951 | г/с | 28,80724 | т/год |
| N ₂ O | 0,004251 | г/с | 0,067217 | т/год |
| CO ₂ | 76,46122 | г/с | 1208,944 | т/год |
| CH ₄ | 0,003037 | г/с | 0,048012 | т/год |
| As | 0,002907 | г/с | 0,045967 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,006832 | г/с | 0,108021 | т/год |
| Cu | 0,004215 | г/с | 0,066651 | т/год |
| Hg | 2,04E-05 | г/с | 0,000322 | т/год |
| Ni | 0,003779 | г/с | 0,059757 | т/год |
| Pb | 0,002035 | г/с | 0,032177 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,005814 | г/с | 0,091933 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №11

Мощность котельной

N 4,98 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 4596655 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 3,405843 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,661387 | г/с | 26,26852 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 9,884529 | г/с | 156,2863 | т/год |
| зола | 1,013836 | г/с | 16,02996 | т/год |
| CO | 1,038367 | г/с | 16,41783 | т/год |
| НМЛОС | 3,643902 | г/с | 57,61447 | т/год |
| N ₂ O | 0,008502 | г/с | 0,134434 | т/год |
| CO ₂ | 152,9224 | г/с | 2417,887 | т/год |
| CH ₄ | 0,006073 | г/с | 0,096024 | т/год |
| As | 0,005814 | г/с | 0,091933 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,013664 | г/с | 0,216043 | т/год |
| Cu | 0,008431 | г/с | 0,133303 | т/год |
| Hg | 4,07E-05 | г/с | 0,000644 | т/год |
| Ni | 0,007559 | г/с | 0,119513 | т/год |
| Pb | 0,00407 | г/с | 0,064353 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,011629 | г/с | 0,183866 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №12

Мощность котельной

N 4,98 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 4596655 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 3,405843 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,661387 | г/с | 26,26852 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 9,884529 | г/с | 156,2863 | т/год |
| зола | 1,013836 | г/с | 16,02996 | т/год |
| CO | 1,038367 | г/с | 16,41783 | т/год |
| НМЛОС | 3,643902 | г/с | 57,61447 | т/год |
| N ₂ O | 0,008502 | г/с | 0,134434 | т/год |
| CO ₂ | 152,9224 | г/с | 2417,887 | т/год |
| CH ₄ | 0,006073 | г/с | 0,096024 | т/год |
| As | 0,005814 | г/с | 0,091933 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,013664 | г/с | 0,216043 | т/год |
| Cu | 0,008431 | г/с | 0,133303 | т/год |
| Hg | 4,07E-05 | г/с | 0,000644 | т/год |
| Ni | 0,007559 | г/с | 0,119513 | т/год |
| Pb | 0,00407 | г/с | 0,064353 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,011629 | г/с | 0,183866 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №13

Мощность котельной

N 0,63 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 581504,5 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 0,43086 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,210175 | г/с | 3,323126 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 1,250452 | г/с | 19,77115 | т/год |
| зола | 0,128256 | г/с | 2,027886 | т/год |
| CO | 0,13136 | г/с | 2,076954 | т/год |
| НМЛОС | 0,460976 | г/с | 7,288578 | т/год |
| N ₂ O | 0,001076 | г/с | 0,017007 | т/год |
| CO ₂ | 19,34561 | г/с | 305,8773 | т/год |
| CH ₄ | 0,000768 | г/с | 0,012148 | т/год |
| As | 0,000736 | г/с | 0,01163 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,001729 | г/с | 0,027331 | т/год |
| Cu | 0,001067 | г/с | 0,016864 | т/год |
| Hg | 5,15E-06 | г/с | 8,14E-05 | т/год |
| Ni | 0,000956 | г/с | 0,015119 | т/год |
| Pb | 0,000515 | г/с | 0,008141 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,001471 | г/с | 0,02326 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №14

Мощность котельной

N 0,63 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 581504,5 кг /год

Расход продуктов сгорания

V 0,43086 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,210175 | г/с | 3,323126 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 1,250452 | г/с | 19,77115 | т/год |
| зола | 0,128256 | г/с | 2,027886 | т/год |
| CO | 0,13136 | г/с | 2,076954 | т/год |
| НМЛОС | 0,460976 | г/с | 7,288578 | т/год |
| N ₂ O | 0,001076 | г/с | 0,017007 | т/год |
| CO ₂ | 19,34561 | г/с | 305,8773 | т/год |
| CH ₄ | 0,000768 | г/с | 0,012148 | т/год |
| As | 0,000736 | г/с | 0,01163 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,001729 | г/с | 0,027331 | т/год |
| Cu | 0,001067 | г/с | 0,016864 | т/год |
| Hg | 5,15E-06 | г/с | 8,14E-05 | т/год |
| Ni | 0,000956 | г/с | 0,015119 | т/год |
| Pb | 0,000515 | г/с | 0,008141 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,001471 | г/с | 0,02326 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №15

Мощность котельной

N 5 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 4615115 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 3,419521 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 1,668059 | г/с | 26,37402 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 9,924226 | г/с | 156,9139 | т/год |
| зола | 1,017907 | г/с | 16,09434 | т/год |
| CO | 1,042537 | г/с | 16,48376 | т/год |
| НМЛОС | 3,658537 | г/с | 57,84585 | т/год |
| N ₂ O | 0,008537 | г/с | 0,134974 | т/год |
| CO ₂ | 153,5366 | г/с | 2427,598 | т/год |
| CH ₄ | 0,006098 | г/с | 0,09641 | т/год |
| As | 0,005838 | г/с | 0,092302 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,013719 | г/с | 0,21691 | т/год |
| Cu | 0,008465 | г/с | 0,133838 | т/год |
| Hg | 4,09E-05 | г/с | 0,000646 | т/год |
| Ni | 0,007589 | г/с | 0,119993 | т/год |
| Pb | 0,004086 | г/с | 0,064612 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,011676 | г/с | 0,184605 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №16

Мощность котельной

N 7,44 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 6867291 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 5,088248 м³/с

Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 2,482072 | г/с | 39,24454 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 14,76725 | г/с | 233,4879 | т/год |
| зола | 1,514646 | г/с | 23,94837 | т/год |
| CO | 1,551295 | г/с | 24,52784 | т/год |
| НМЛОС | 5,443902 | г/с | 86,07463 | т/год |
| N ₂ O | 0,012702 | г/с | 0,200841 | т/год |
| CO ₂ | 228,4624 | г/с | 3612,265 | т/год |
| CH ₄ | 0,009073 | г/с | 0,143458 | т/год |
| As | 0,008687 | г/с | 0,137346 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,020414 | г/с | 0,322763 | т/год |
| Cu | 0,012596 | г/с | 0,199151 | т/год |
| Hg | 6,08E-05 | г/с | 0,000961 | т/год |
| Ni | 0,011293 | г/с | 0,17855 | т/год |
| Pb | 0,006081 | г/с | 0,096142 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,017373 | г/с | 0,274692 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

Продолжение приложения В

Котельная №17

Мощность котельной

N 1,26 МВт

Топливо уголь Донецкий АШ

Q_н 20,89 МДж/м³

Показатели эмиссии

| | | |
|------------------------------------|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 273,56 | г/ГДж |
| SO ₂ (SO _x) | 1627,57 | г/ГДж |
| зола | 1669,368 | г/ГДж |
| CO | 170,98 | г/ГДж |
| НМЛОС | 600 | г/ГДж |
| N ₂ O | 1,4 | г/ГДж |
| C | 25180 | г/ГДж |
| CH ₄ | 1 | г/ГДж |

Содержание тяжелых металлов

| | | |
|----|------|-------|
| As | 20 | мг/кг |
| Cd | 0 | мг/кг |
| Cr | 47 | мг/кг |
| Cu | 29 | мг/кг |
| Hg | 0,14 | мг/кг |
| Ni | 26 | мг/кг |
| Pb | 14 | мг/кг |
| Se | 0 | мг/кг |
| Zn | 40 | мг/кг |

Расход топлива

B_{год} 1163009 кг/год

Расход продуктов сгорания

V 0,861719 м³/с

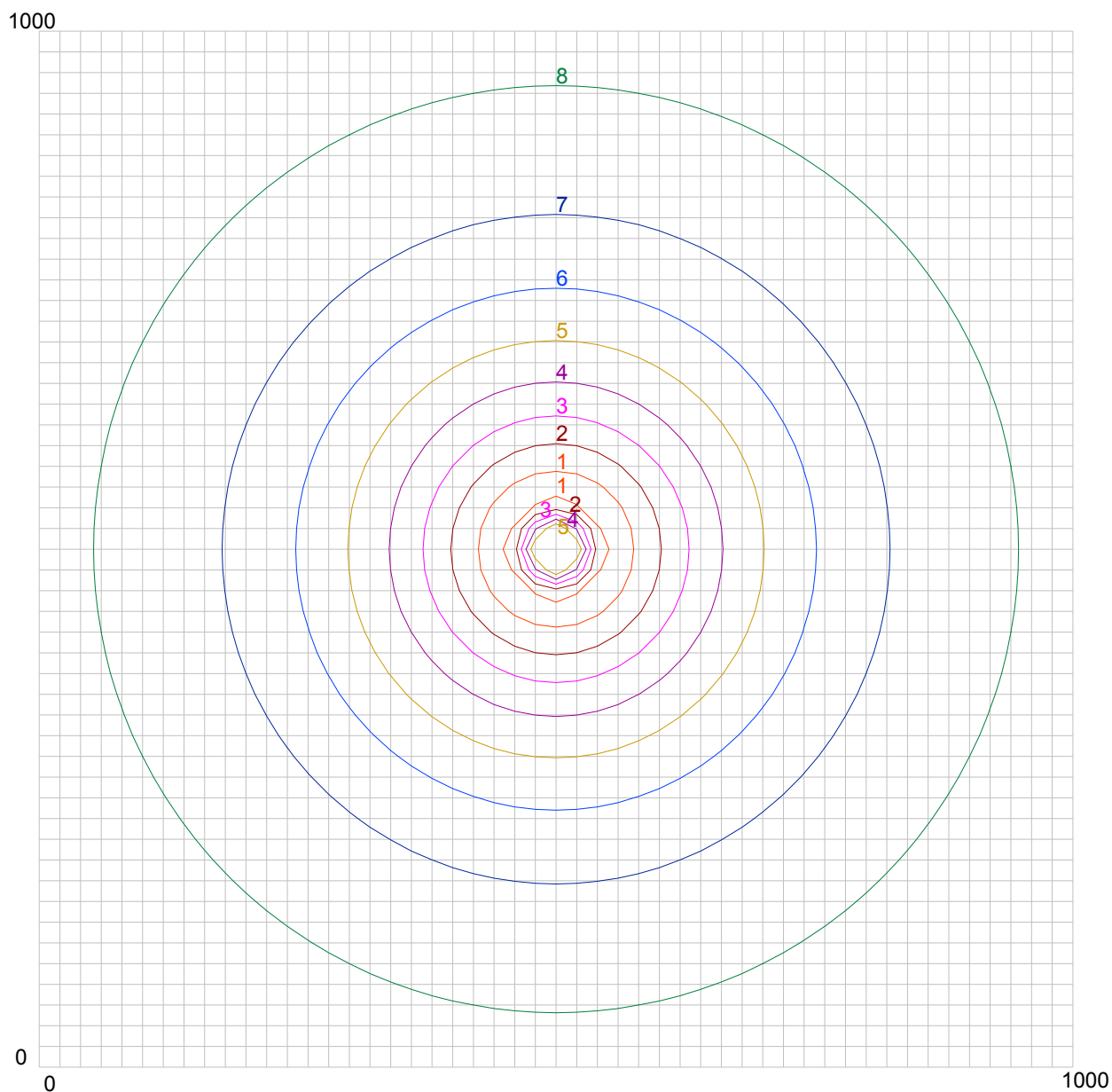
Масса выбрасываемых веществ

| | | | | |
|------------------------------------|----------|-----|----------|-------|
| NO ₂ (NO _x) | 0,420351 | г/с | 6,646252 | т/год |
| SO ₂ (SO _x) | 2,500905 | г/с | 39,54231 | т/год |
| зола | 0,256513 | г/с | 4,055773 | т/год |
| CO | 0,262719 | г/с | 4,153908 | т/год |
| НМЛОС | 0,921951 | г/с | 14,57716 | т/год |
| N ₂ O | 0,002151 | г/с | 0,034013 | т/год |
| CO ₂ | 38,69122 | г/с | 611,7546 | т/год |
| CH ₄ | 0,001537 | г/с | 0,024295 | т/год |
| As | 0,001471 | г/с | 0,02326 | т/год |
| Cd | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Cr | 0,003457 | г/с | 0,054661 | т/год |
| Cu | 0,002133 | г/с | 0,033727 | т/год |
| Hg | 1,03E-05 | г/с | 0,000163 | т/год |
| Ni | 0,001912 | г/с | 0,030238 | т/год |
| Pb | 0,00103 | г/с | 0,016282 | т/год |
| Se | 0 | г/с | 0 | т/год |
| Zn | 0,002942 | г/с | 0,04652 | т/год |

Концентрация

| | |
|----------|-------------------|
| 487,8049 | мг/м ³ |
| 2902,227 | мг/м ³ |
| 297,6754 | мг/м ³ |
| 304,878 | мг/м ³ |
| 1069,897 | мг/м ³ |
| 2,496427 | мг/м ³ |
| 44900,02 | мг/м ³ |
| 1,783162 | мг/м ³ |
| 1,707192 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 4,011902 | мг/м ³ |
| 2,475429 | мг/м ³ |
| 0,01195 | мг/м ³ |
| 2,21935 | мг/м ³ |
| 1,195035 | мг/м ³ |
| 0 | мг/м ³ |
| 3,414384 | мг/м ³ |

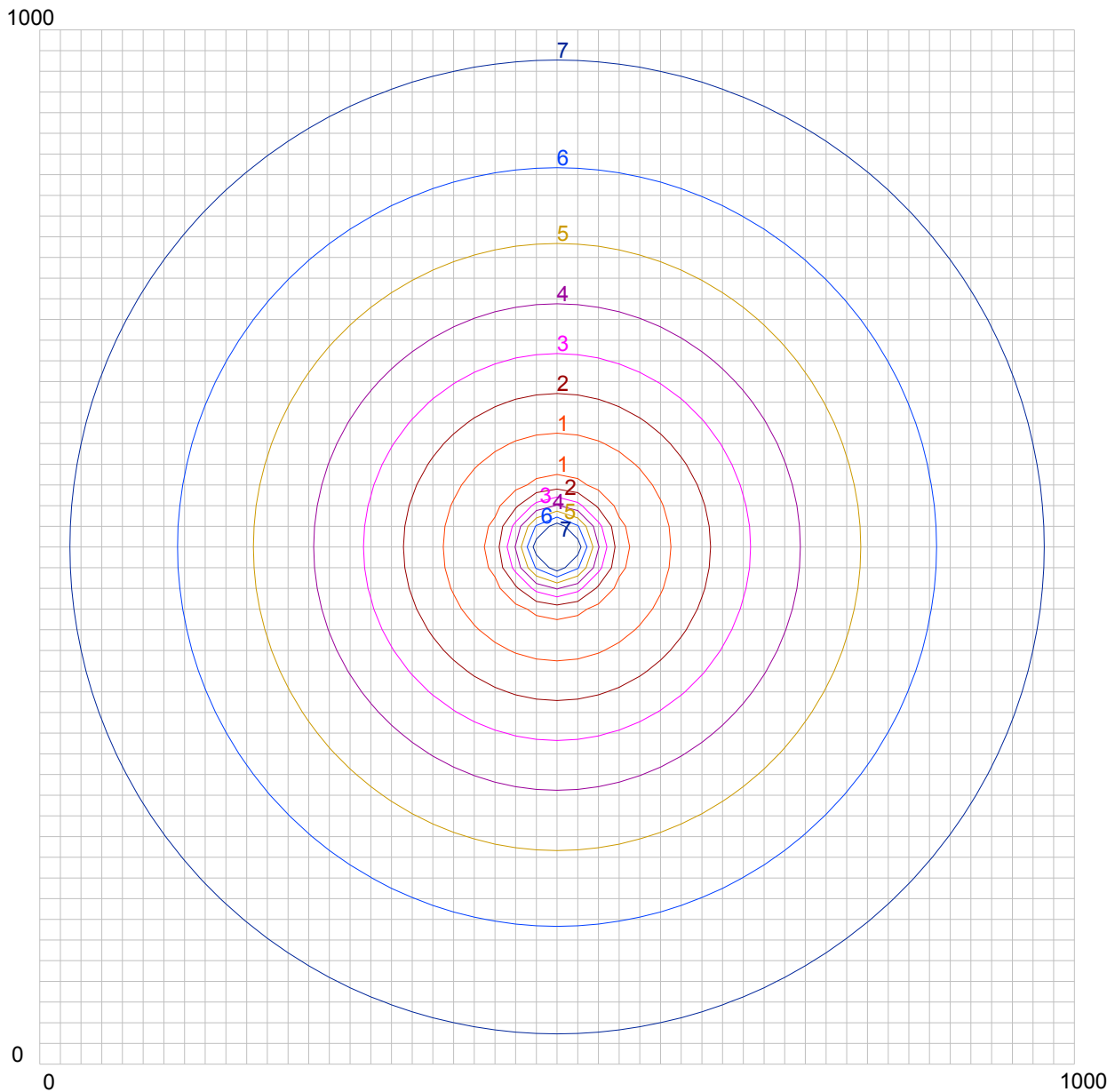
Приложение Г. Карты рассеивания



| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,476 ПДК | 1 – | 0,003 ПДК | 1 – | 0,089 ПДК |
| 2 – | 0,420 ПДК | 2 – | 0,003 ПДК | 2 – | 0,079 ПДК |
| 3 – | 0,364 ПДК | 3 – | 0,002 ПДК | 3 – | 0,068 ПДК |
| 4 – | 0,308 ПДК | 4 – | 0,002 ПДК | 4 – | 0,058 ПДК |
| 5 – | 0,252 ПДК | 5 – | 0,001 ПДК | 5 – | 0,047 ПДК |
| 6 – | 0,196 ПДК | 6 – | 0,001 ПДК | 6 – | 0,037 ПДК |
| 7 – | 0,140 ПДК | 7 – | 0,001 ПДК | 7 – | 0,026 ПДК |
| 8 – | 0,084 ПДК | 8 – | 0,000 ПДК | 8 – | 0,016 ПДК |
| 9 – | 0,028 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,005 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа
от единичного источника мощностью 0,5 МВт и высотой 10 м

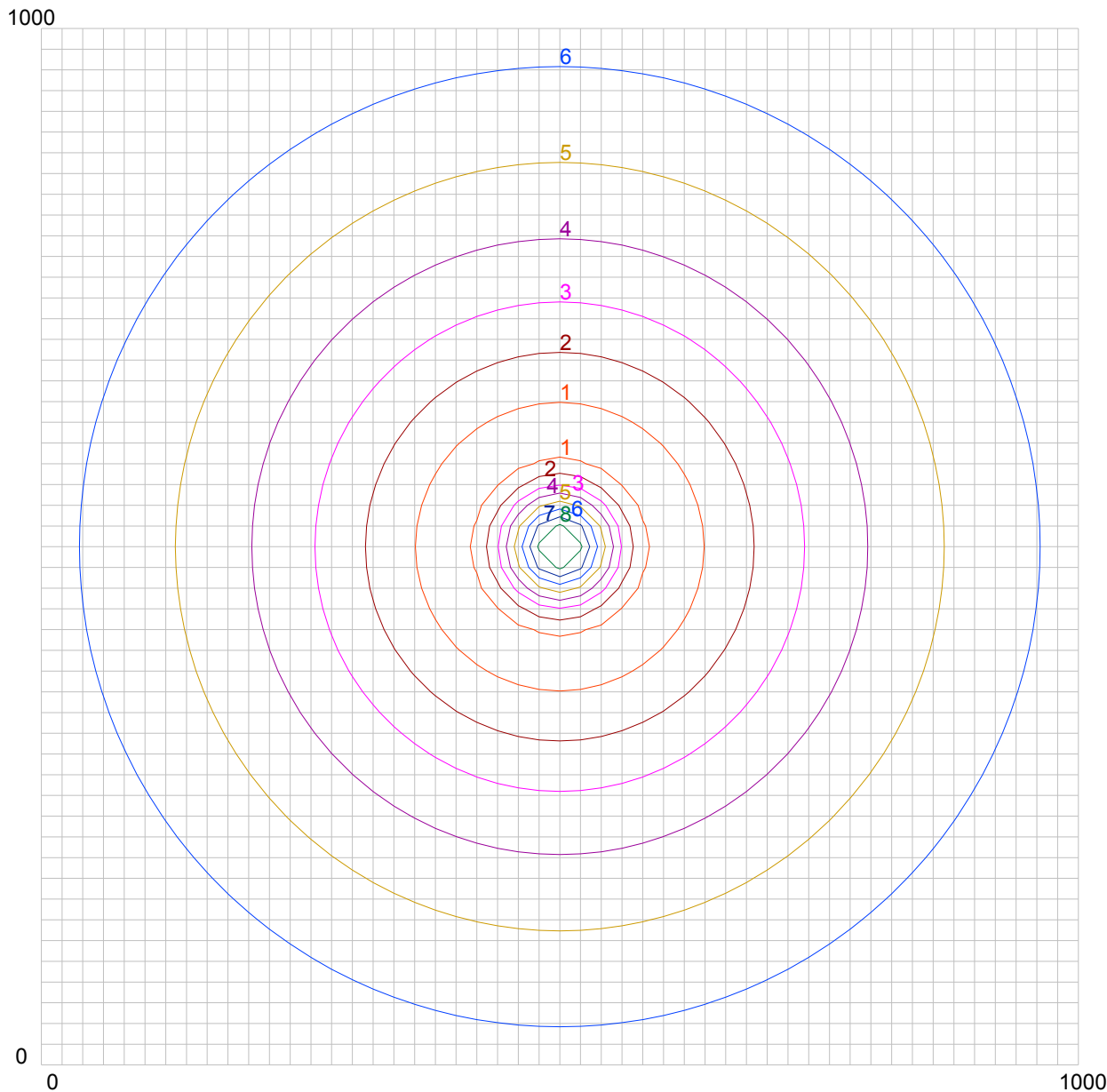
Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,163 ПДК | 1 – | 0,001 ПДК | 1 – | 0,031 ПДК |
| 2 – | 0,144 ПДК | 2 – | 0,001 ПДК | 2 – | 0,027 ПДК |
| 3 – | 0,125 ПДК | 3 – | 0,001 ПДК | 3 – | 0,023 ПДК |
| 4 – | 0,106 ПДК | 4 – | 0,001 ПДК | 4 – | 0,020 ПДК |
| 5 – | 0,087 ПДК | 5 – | 0,001 ПДК | 5 – | 0,016 ПДК |
| 6 – | 0,067 ПДК | 6 – | 0,000 ПДК | 6 – | 0,013 ПДК |
| 7 – | 0,048 ПДК | 7 – | 0,000 ПДК | 7 – | 0,009 ПДК |
| 8 – | 0,029 ПДК | 8 – | 0,000 ПДК | 8 – | 0,005 ПДК |
| 9 – | 0,010 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,002 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа от единичного источника мощностью 0,5 МВт и высотой 20 м

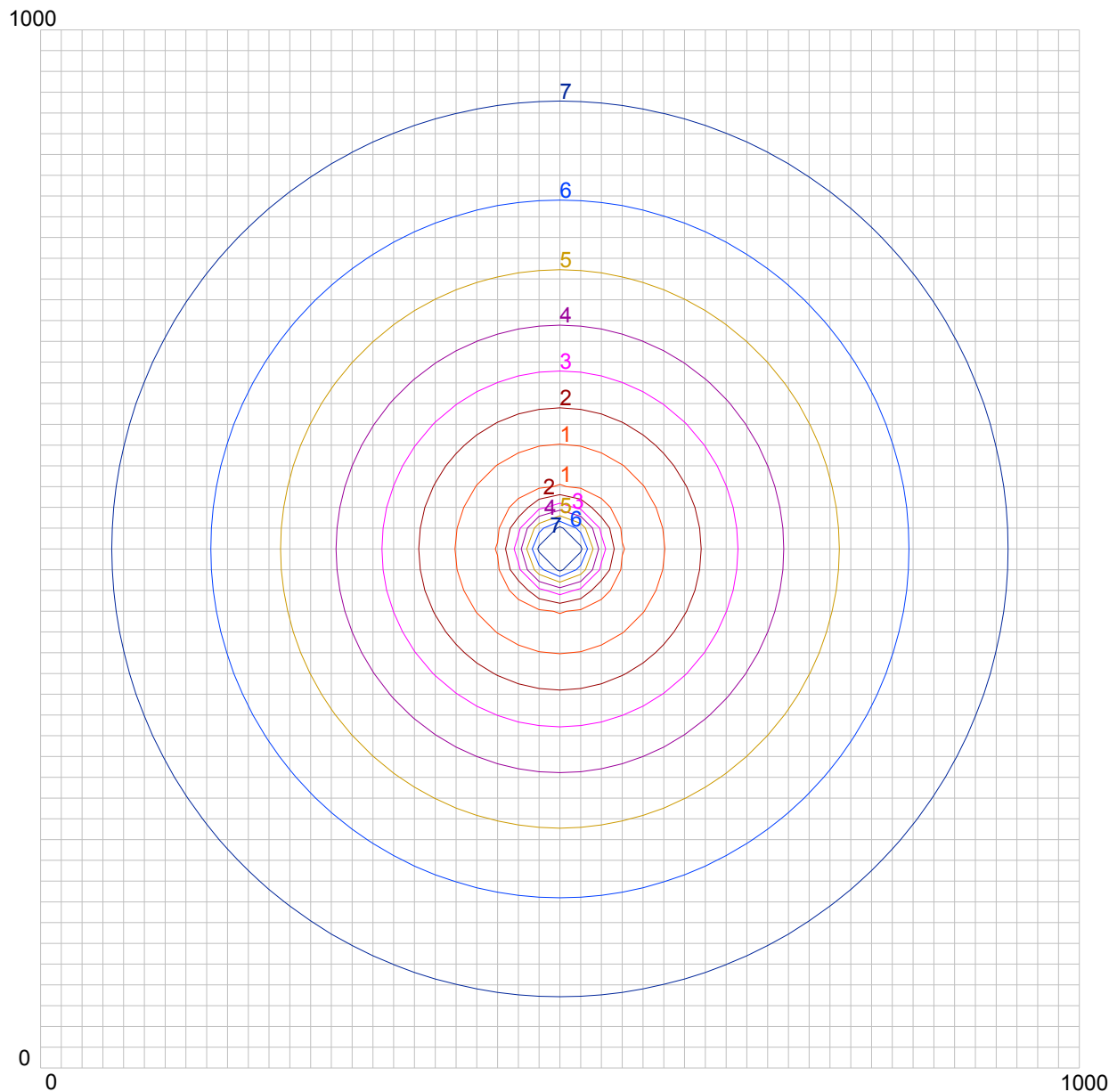
Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,084 ПДК | 1 – | 0,000 ПДК | 1 – | 0,016 ПДК |
| 2 – | 0,074 ПДК | 2 – | 0,000 ПДК | 2 – | 0,014 ПДК |
| 3 – | 0,064 ПДК | 3 – | 0,000 ПДК | 3 – | 0,012 ПДК |
| 4 – | 0,054 ПДК | 4 – | 0,000 ПДК | 4 – | 0,010 ПДК |
| 5 – | 0,045 ПДК | 5 – | 0,000 ПДК | 5 – | 0,008 ПДК |
| 6 – | 0,035 ПДК | 6 – | 0,000 ПДК | 6 – | 0,006 ПДК |
| 7 – | 0,025 ПДК | 7 – | 0,000 ПДК | 7 – | 0,005 ПДК |
| 8 – | 0,015 ПДК | 8 – | 0,000 ПДК | 8 – | 0,003 ПДК |
| 9 – | 0,005 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,001 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа от единичного источника мощностью 0,5 МВт и высотой 30 м

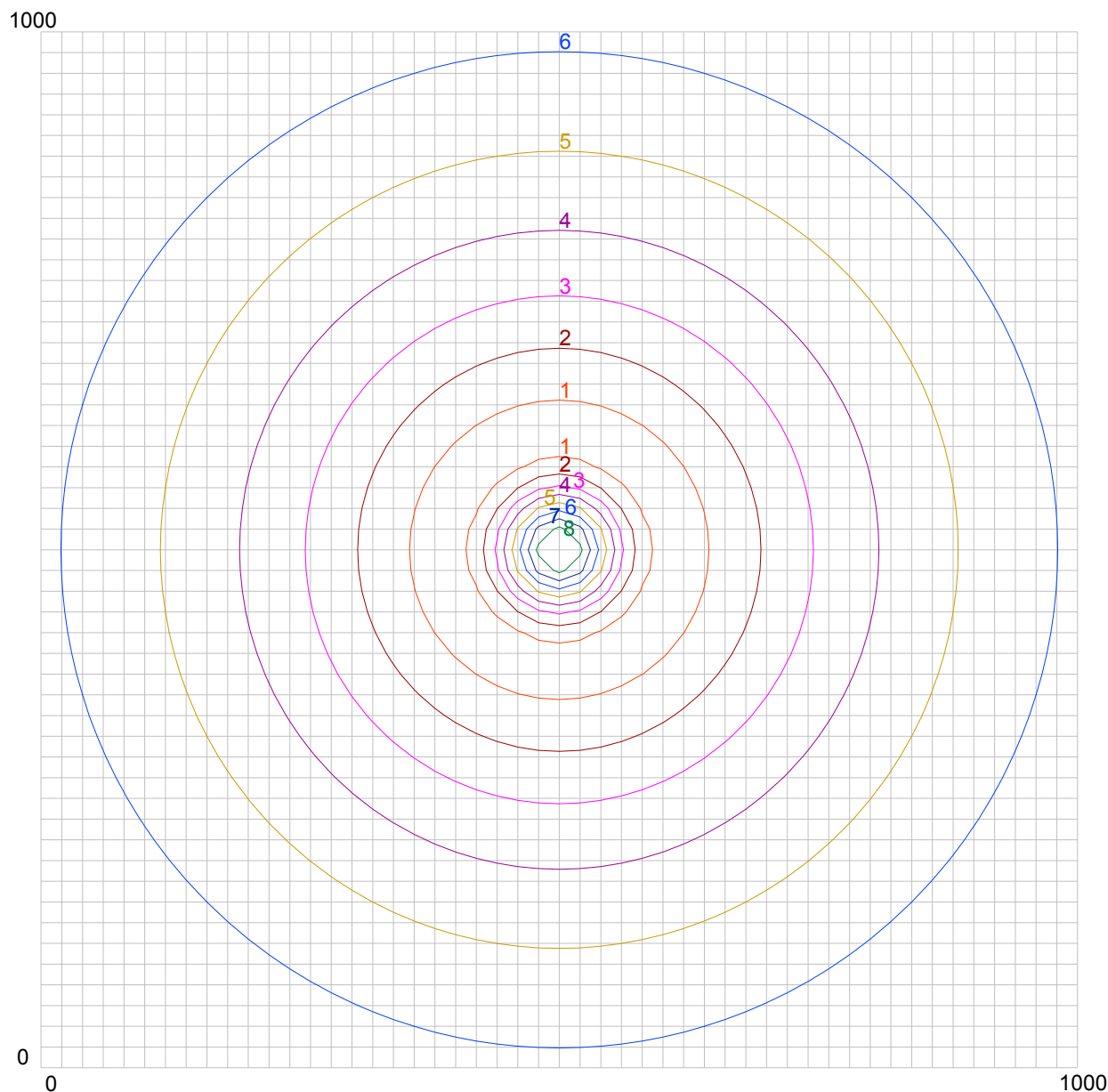
Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,568 ПДК | 1 – | 0,003 ПДК | 1 – | 0,106 ПДК |
| 2 – | 0,501 ПДК | 2 – | 0,003 ПДК | 2 – | 0,094 ПДК |
| 3 – | 0,435 ПДК | 3 – | 0,003 ПДК | 3 – | 0,081 ПДК |
| 4 – | 0,368 ПДК | 4 – | 0,002 ПДК | 4 – | 0,069 ПДК |
| 5 – | 0,301 ПДК | 5 – | 0,002 ПДК | 5 – | 0,056 ПДК |
| 6 – | 0,234 ПДК | 6 – | 0,001 ПДК | 6 – | 0,044 ПДК |
| 7 – | 0,167 ПДК | 7 – | 0,001 ПДК | 7 – | 0,031 ПДК |
| 8 – | 0,100 ПДК | 8 – | 0,001 ПДК | 8 – | 0,019 ПДК |
| 9 – | 0,033 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,006 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа от единичного источника мощностью 1 МВт и высотой 10 м

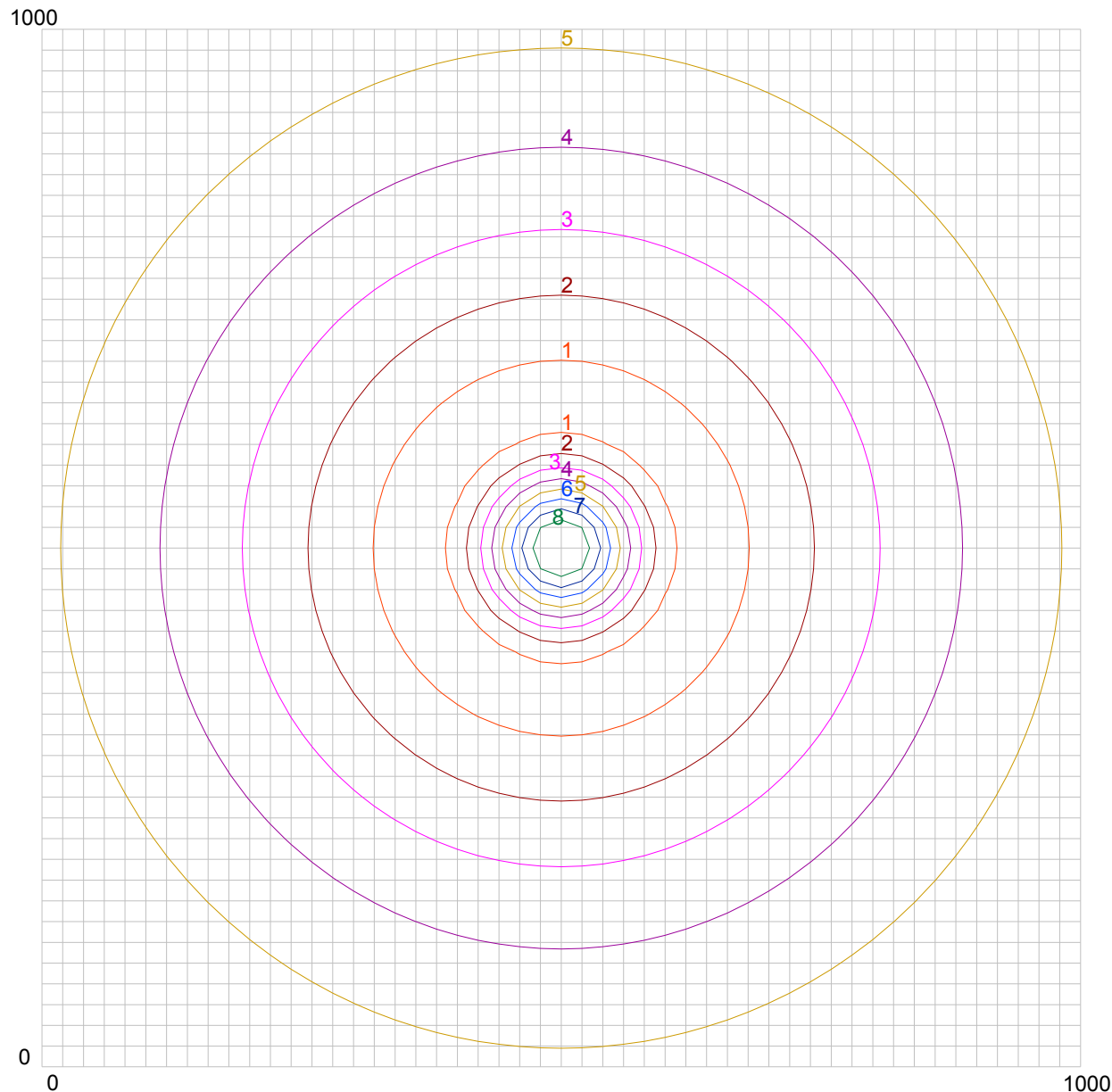
Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|------|-----------|
| 1 – | 0,207 ПДК | 1 – | 0,001 ПДК | 1 – | 0,039 ПДК |
| 2 – | 0,183 ПДК | 2 – | 0,001 ПДК | 2 – | 0,034 ПДК |
| 3 – | 0,158 ПДК | 3 – | 0,001 ПДК | 3 – | 0,030 ПДК |
| 4 – | 0,134 ПДК | 4 – | 0,001 ПДК | 4 – | 0,025 ПДК |
| 5 – | 0,110 ПДК | 5 – | 0,001 ПДК | 5 – | 0,021 ПДК |
| 6 – | 0,085 ПДК | 6 – | 0,001 ПДК | 6 – | 0,016 ПДК |
| 7 – | 0,061 ПДК | 7 – | 0,000 ПДК | 7 – | 0,011 ПДК |
| 8 – | 0,037 ПДК | 8 – | 0,000 ПДК | 8 – | 0,007 ПДК |
| 9 – | 0,012 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,002 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа от единичного источника мощностью 1 МВт и высотой 20 м

Продолжение приложения Г

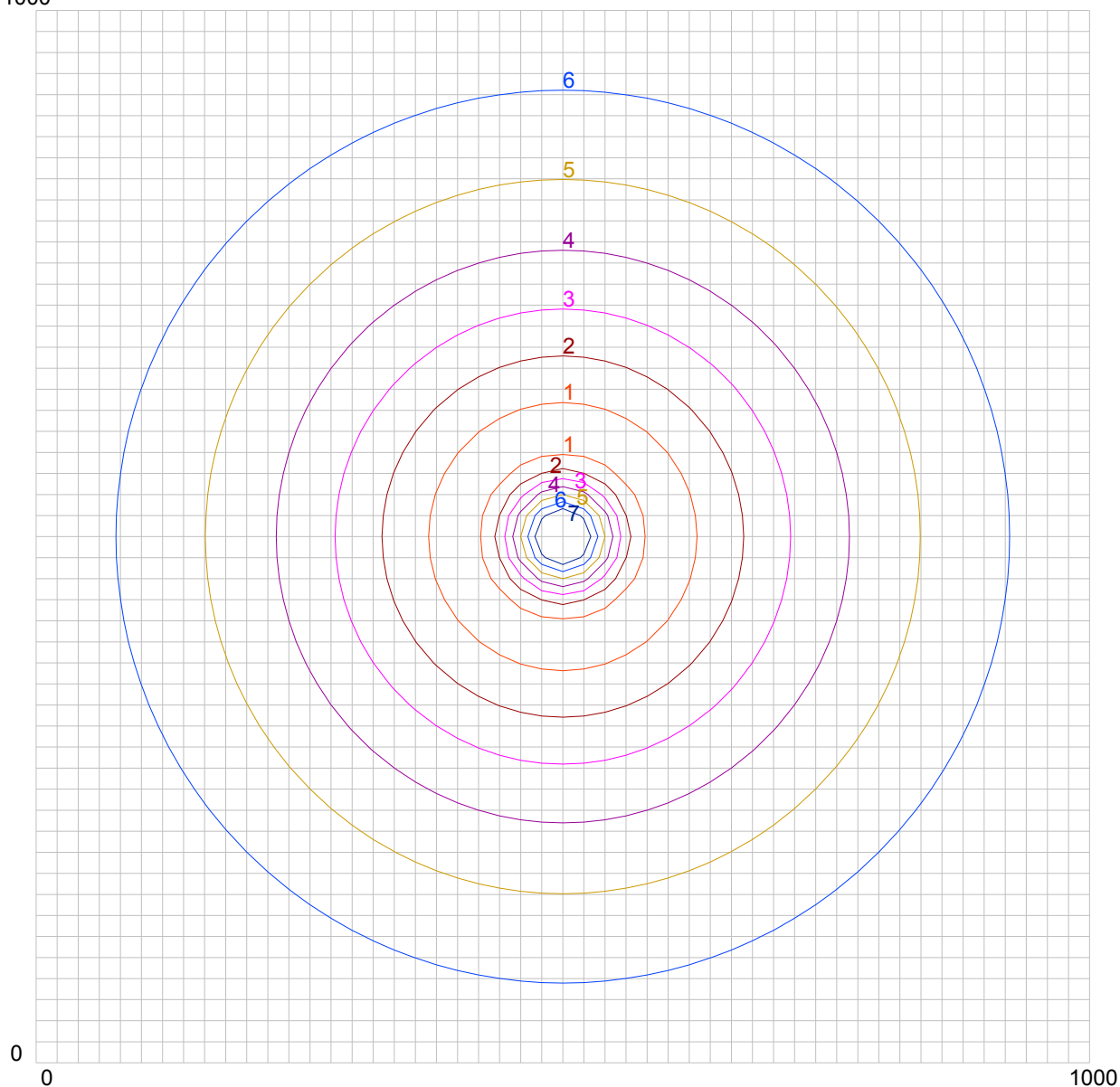


| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,110 ПДК | 1 – | 0,001 ПДК | 1 – | 0,021 ПДК |
| 2 – | 0,097 ПДК | 2 – | 0,001 ПДК | 2 – | 0,018 ПДК |
| 3 – | 0,084 ПДК | 3 – | 0,001 ПДК | 3 – | 0,016 ПДК |
| 4 – | 0,071 ПДК | 4 – | 0,000 ПДК | 4 – | 0,013 ПДК |
| 5 – | 0,058 ПДК | 5 – | 0,000 ПДК | 5 – | 0,011 ПДК |
| 6 – | 0,045 ПДК | 6 – | 0,000 ПДК | 6 – | 0,008 ПДК |
| 7 – | 0,032 ПДК | 7 – | 0,000 ПДК | 7 – | 0,006 ПДК |
| 8 – | 0,019 ПДК | 8 – | 0,000 ПДК | 8 – | 0,004 ПДК |
| 9 – | 0,006 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,001 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа
от единичного источника мощностью 1 МВт и высотой 30 м

Продолжение приложения Г

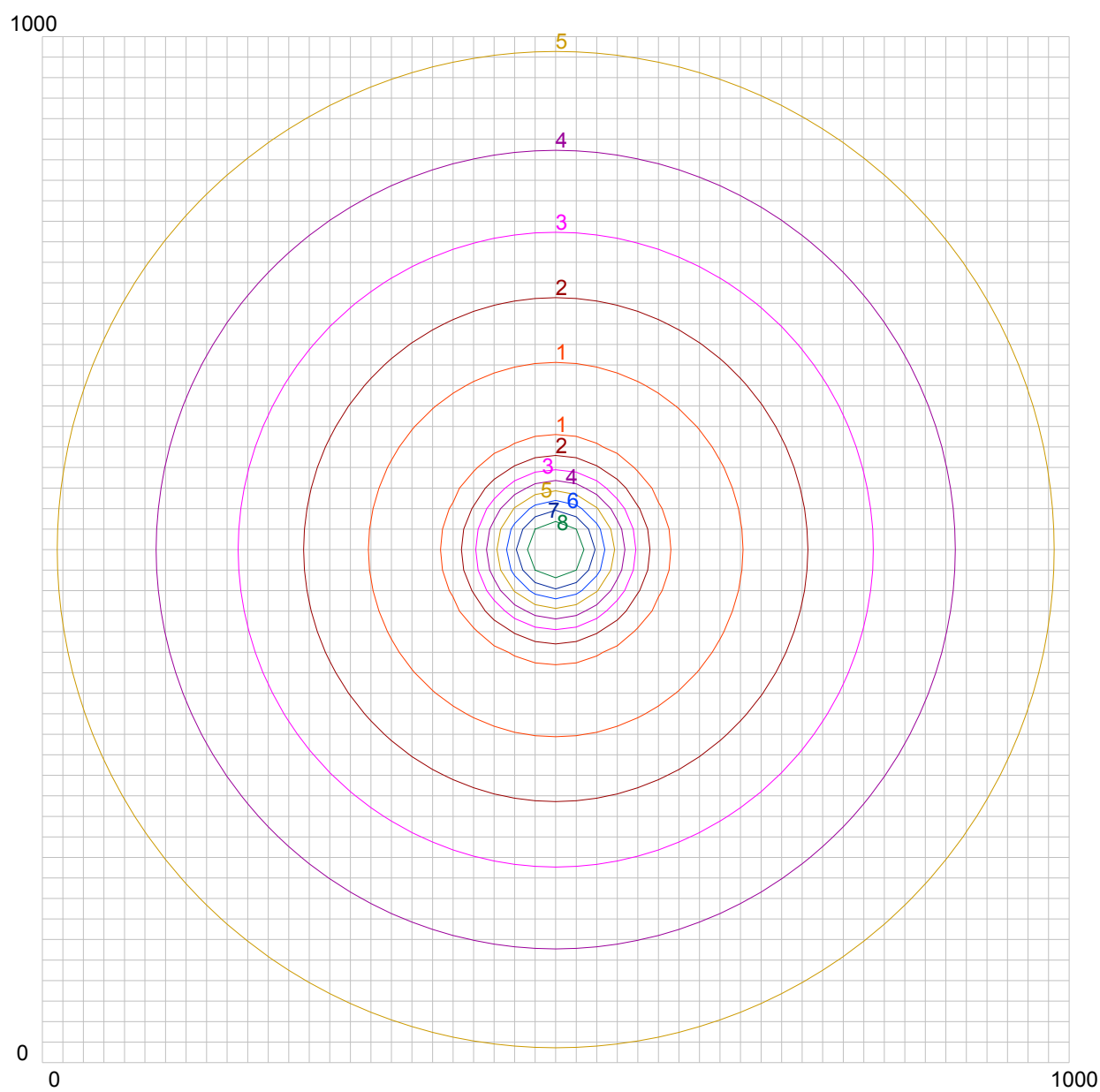
1000



| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,756 ПДК | 1 – | 0,005 ПДК | 1 – | 0,142 ПДК |
| 2 – | 0,667 ПДК | 2 – | 0,004 ПДК | 2 – | 0,125 ПДК |
| 3 – | 0,578 ПДК | 3 – | 0,003 ПДК | 3 – | 0,108 ПДК |
| 4 – | 0,489 ПДК | 4 – | 0,003 ПДК | 4 – | 0,092 ПДК |
| 5 – | 0,400 ПДК | 5 – | 0,002 ПДК | 5 – | 0,075 ПДК |
| 6 – | 0,311 ПДК | 6 – | 0,002 ПДК | 6 – | 0,058 ПДК |
| 7 – | 0,222 ПДК | 7 – | 0,001 ПДК | 7 – | 0,042 ПДК |
| 8 – | 0,133 ПДК | 8 – | 0,001 ПДК | 8 – | 0,025 ПДК |
| 9 – | 0,044 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,008 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа
от единичного источника мощностью 2 МВт и высотой 10 м

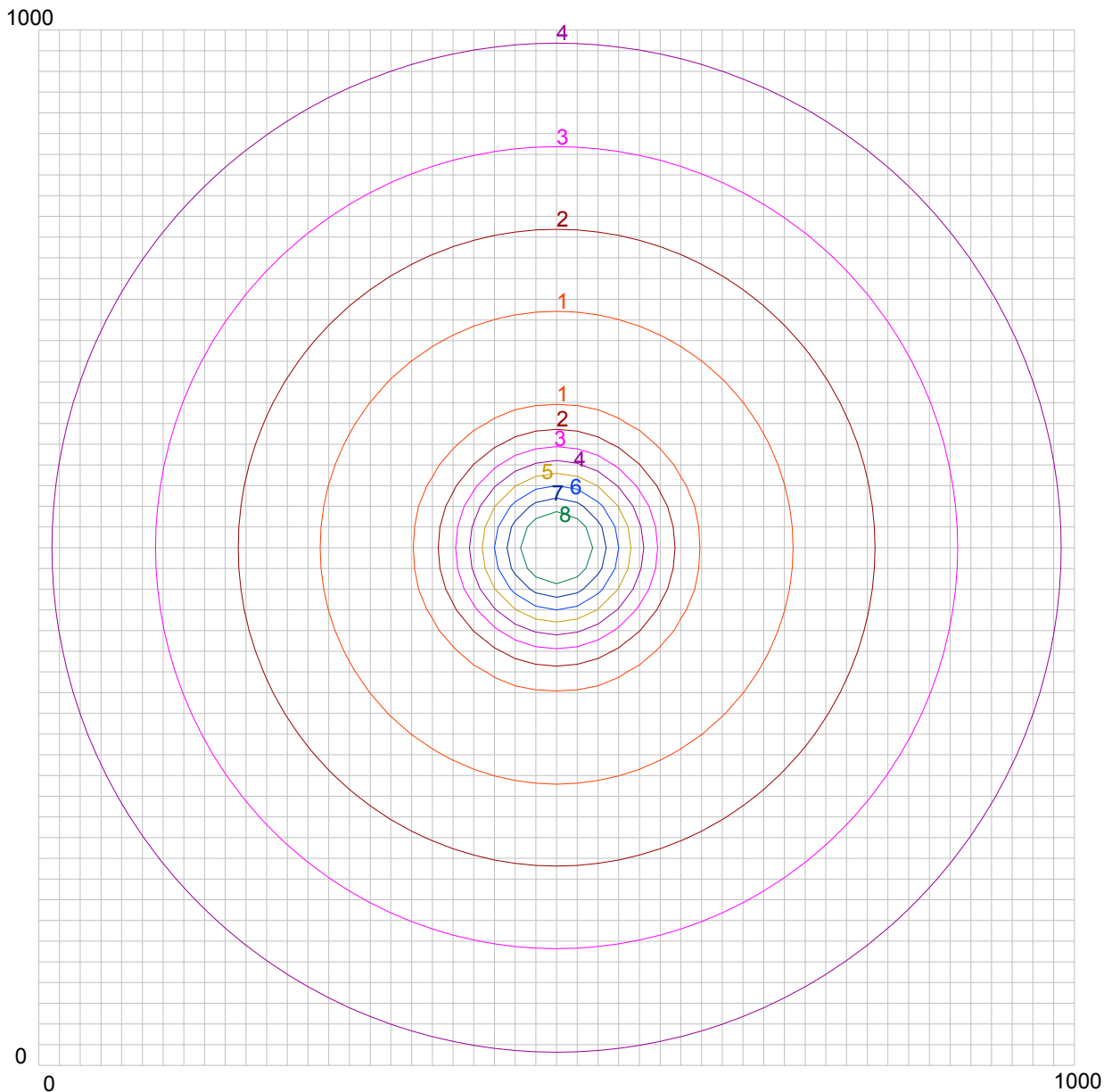
Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,277 ПДК | 1 – | 0,002 ПДК | 1 – | 0,052 ПДК |
| 2 – | 0,244 ПДК | 2 – | 0,001 ПДК | 2 – | 0,046 ПДК |
| 3 – | 0,212 ПДК | 3 – | 0,001 ПДК | 3 – | 0,040 ПДК |
| 4 – | 0,179 ПДК | 4 – | 0,001 ПДК | 4 – | 0,034 ПДК |
| 5 – | 0,147 ПДК | 5 – | 0,001 ПДК | 5 – | 0,027 ПДК |
| 6 – | 0,114 ПДК | 6 – | 0,001 ПДК | 6 – | 0,021 ПДК |
| 7 – | 0,081 ПДК | 7 – | 0,000 ПДК | 7 – | 0,015 ПДК |
| 8 – | 0,049 ПДК | 8 – | 0,000 ПДК | 8 – | 0,009 ПДК |
| 9 – | 0,016 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,003 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа от единичного источника мощностью 2 МВт и высотой 20 м

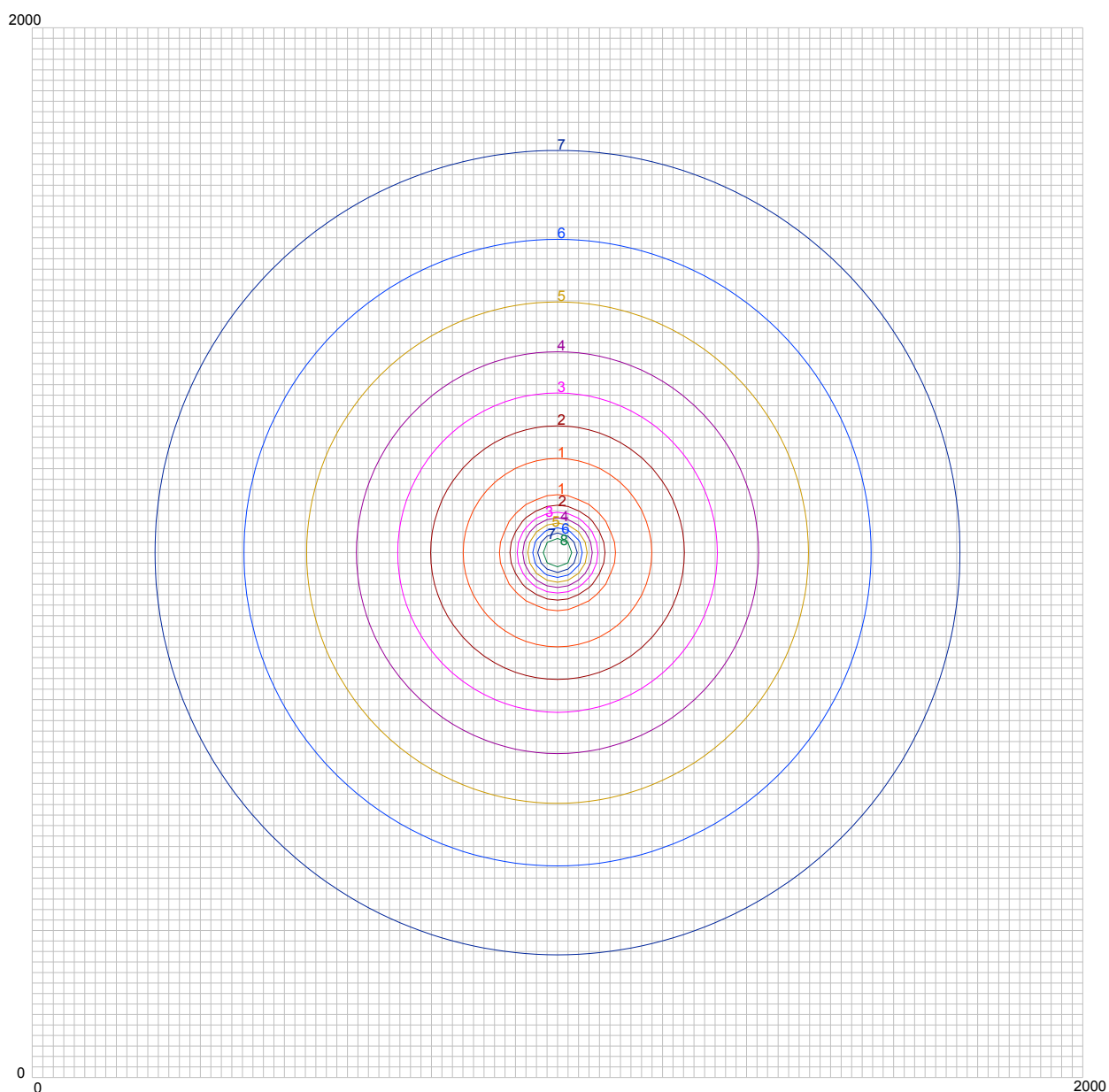
Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,149 ПДК | 1 – | 0,001 ПДК | 1 – | 0,028 ПДК |
| 2 – | 0,132 ПДК | 2 – | 0,001 ПДК | 2 – | 0,025 ПДК |
| 3 – | 0,114 ПДК | 3 – | 0,001 ПДК | 3 – | 0,021 ПДК |
| 4 – | 0,097 ПДК | 4 – | 0,001 ПДК | 4 – | 0,018 ПДК |
| 5 – | 0,079 ПДК | 5 – | 0,000 ПДК | 5 – | 0,015 ПДК |
| 6 – | 0,062 ПДК | 6 – | 0,000 ПДК | 6 – | 0,012 ПДК |
| 7 – | 0,044 ПДК | 7 – | 0,000 ПДК | 7 – | 0,008 ПДК |
| 8 – | 0,026 ПДК | 8 – | 0,000 ПДК | 8 – | 0,005 ПДК |
| 9 – | 0,009 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,002 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа
от единичного источника мощностью 2 МВт и высотой 30 м

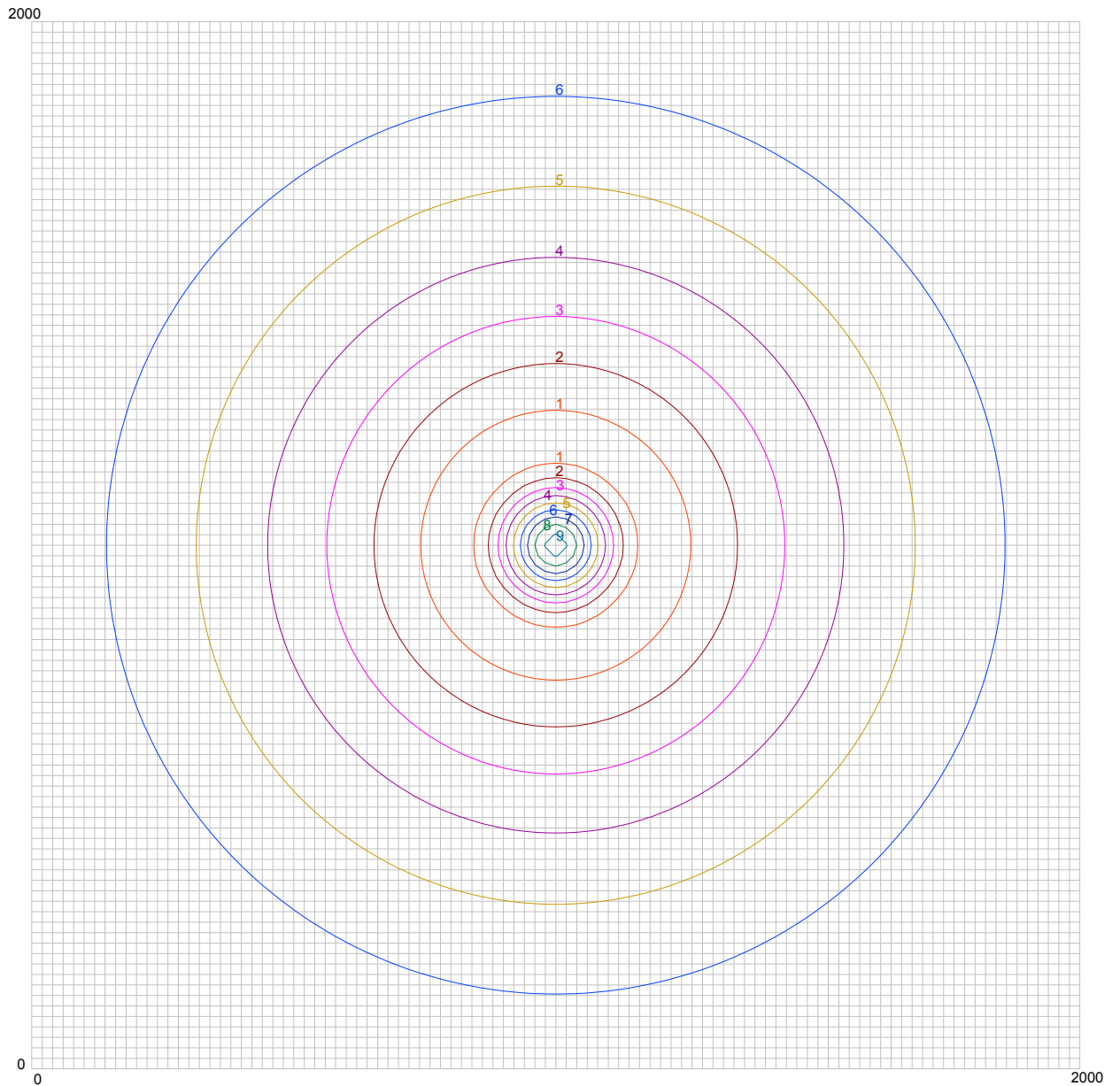
Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | Углерода окись | НМЛОС |
|----------------|----------------|---------------|
| 1 – 1,120 ПДК | 1 – 0,007 ПДК | 1 – 0,210 ПДК |
| 2 – 0,988 ПДК | 2 – 0,006 ПДК | 2 – 0,185 ПДК |
| 3 – 0,857 ПДК | 3 – 0,005 ПДК | 3 – 0,160 ПДК |
| 4 – 0,725 ПДК | 4 – 0,004 ПДК | 4 – 0,136 ПДК |
| 5 – 0,593 ПДК | 5 – 0,004 ПДК | 5 – 0,111 ПДК |
| 6 – 0,461 ПДК | 6 – 0,003 ПДК | 6 – 0,086 ПДК |
| 7 – 0,329 ПДК | 7 – 0,002 ПДК | 7 – 0,062 ПДК |
| 8 – 0,198 ПДК | 8 – 0,001 ПДК | 8 – 0,037 ПДК |
| 9 – 0,066 ПДК | 9 – 0,000 ПДК | 9 – 0,012 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа
от единичного источника мощностью 5 МВт и высотой 10 м

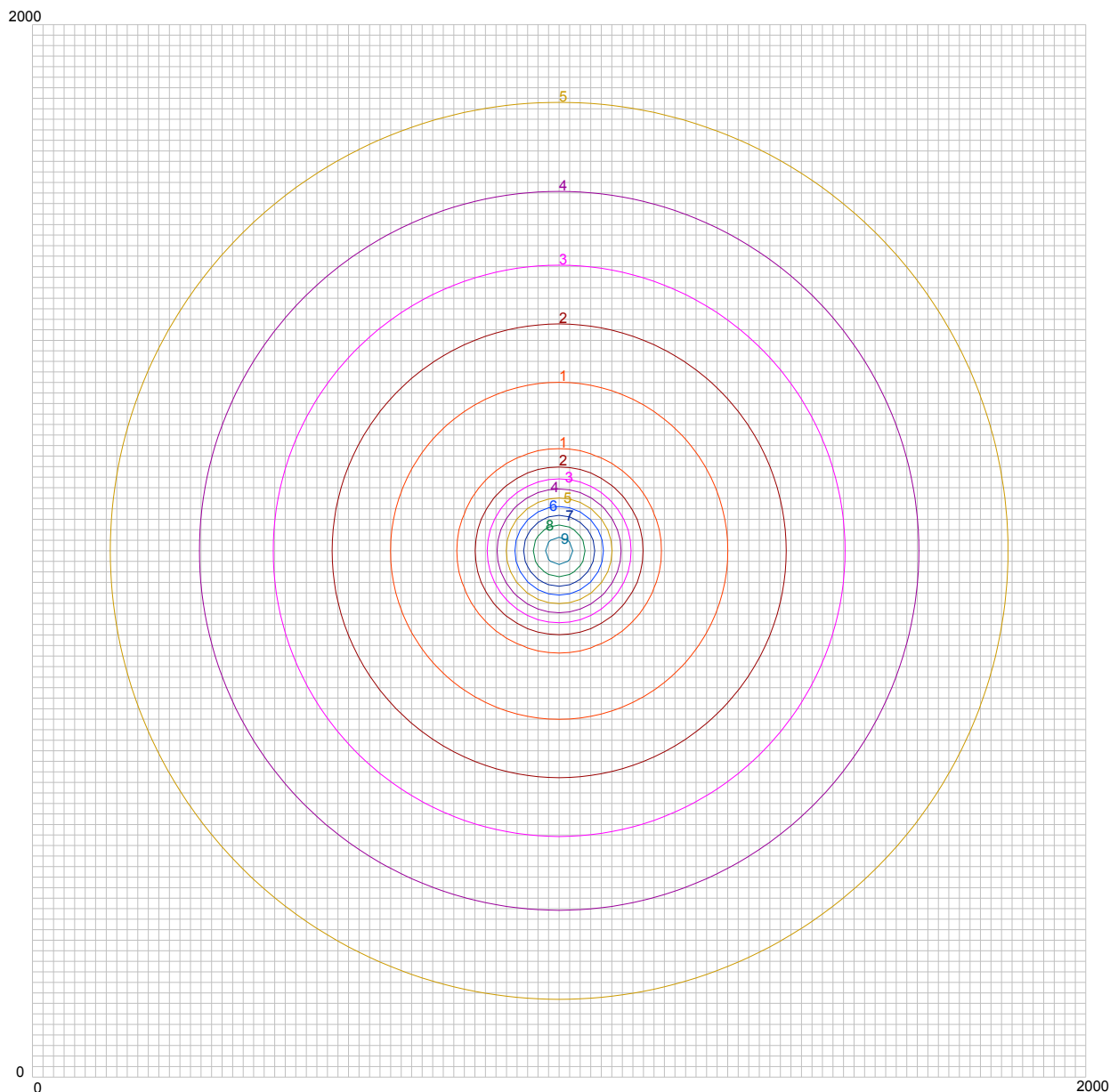
Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | Углерода окись | НМЛОС |
|----------------|----------------|---------------|
| 1 – 0,378 ПДК | 1 – 0,002 ПДК | 1 – 0,071 ПДК |
| 2 – 0,333 ПДК | 2 – 0,002 ПДК | 2 – 0,062 ПДК |
| 3 – 0,289 ПДК | 3 – 0,002 ПДК | 3 – 0,054 ПДК |
| 4 – 0,244 ПДК | 4 – 0,001 ПДК | 4 – 0,046 ПДК |
| 5 – 0,200 ПДК | 5 – 0,001 ПДК | 5 – 0,037 ПДК |
| 6 – 0,156 ПДК | 6 – 0,001 ПДК | 6 – 0,029 ПДК |
| 7 – 0,111 ПДК | 7 – 0,001 ПДК | 7 – 0,021 ПДК |
| 8 – 0,067 ПДК | 8 – 0,000 ПДК | 8 – 0,012 ПДК |
| 9 – 0,022 ПДК | 9 – 0,000 ПДК | 9 – 0,004 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа
от единичного источника мощностью 5 МВт и высотой 20 м

Продолжение приложения Г

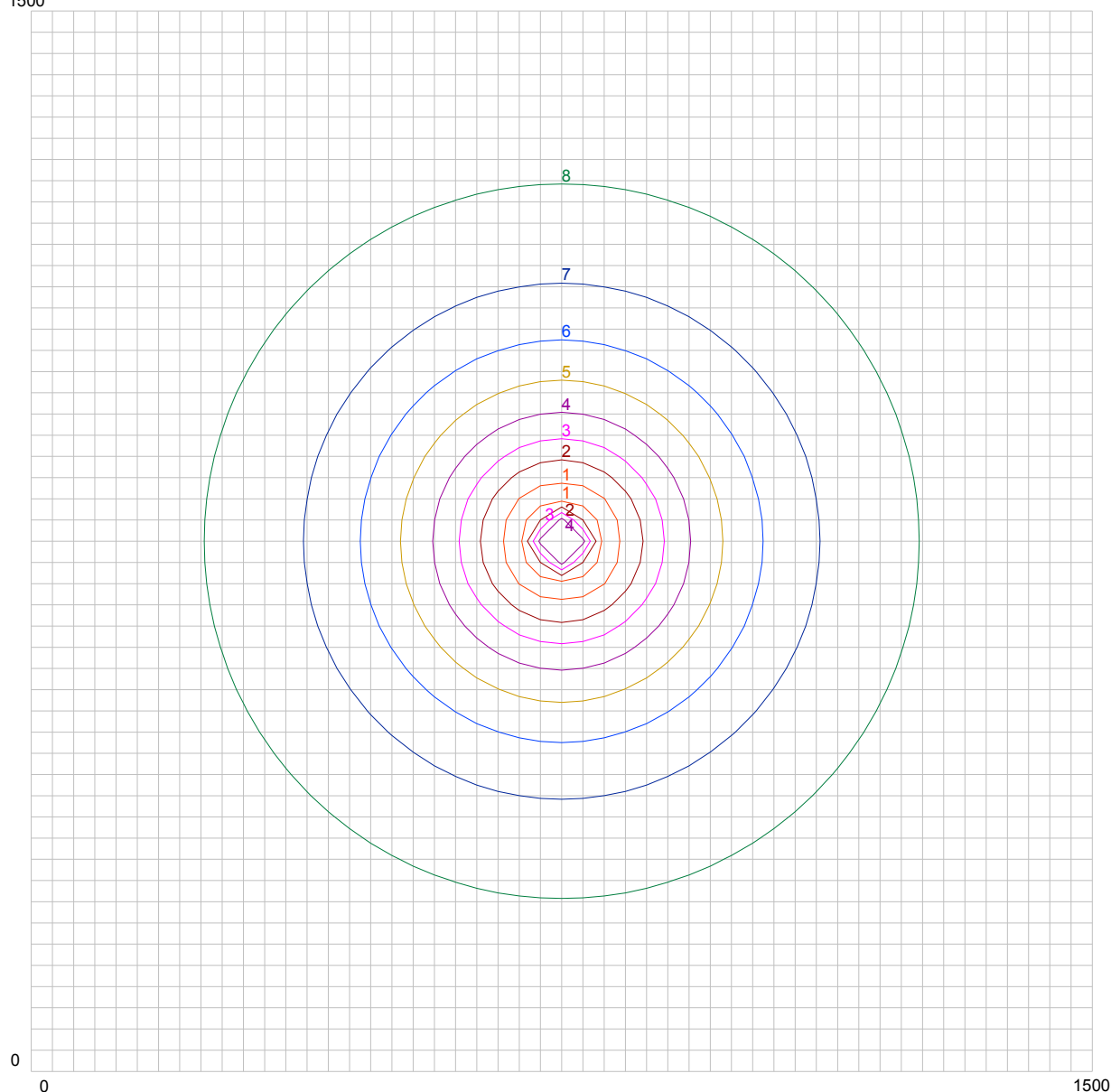


| Азота двуокись | Углерода окись | НМЛОС |
|----------------|----------------|---------------|
| 1 – 0,205 ПДК | 1 – 0,001 ПДК | 1 – 0,038 ПДК |
| 2 – 0,181 ПДК | 2 – 0,001 ПДК | 2 – 0,034 ПДК |
| 3 – 0,157 ПДК | 3 – 0,001 ПДК | 3 – 0,029 ПДК |
| 4 – 0,133 ПДК | 4 – 0,001 ПДК | 4 – 0,025 ПДК |
| 5 – 0,108 ПДК | 5 – 0,001 ПДК | 5 – 0,020 ПДК |
| 6 – 0,084 ПДК | 6 – 0,001 ПДК | 6 – 0,016 ПДК |
| 7 – 0,060 ПДК | 7 – 0,000 ПДК | 7 – 0,011 ПДК |
| 8 – 0,036 ПДК | 8 – 0,000 ПДК | 8 – 0,007 ПДК |
| 9 – 0,012 ПДК | 9 – 0,000 ПДК | 9 – 0,002 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа от единичного источника мощностью 5 МВт и высотой 30 м

Продолжение приложения Г

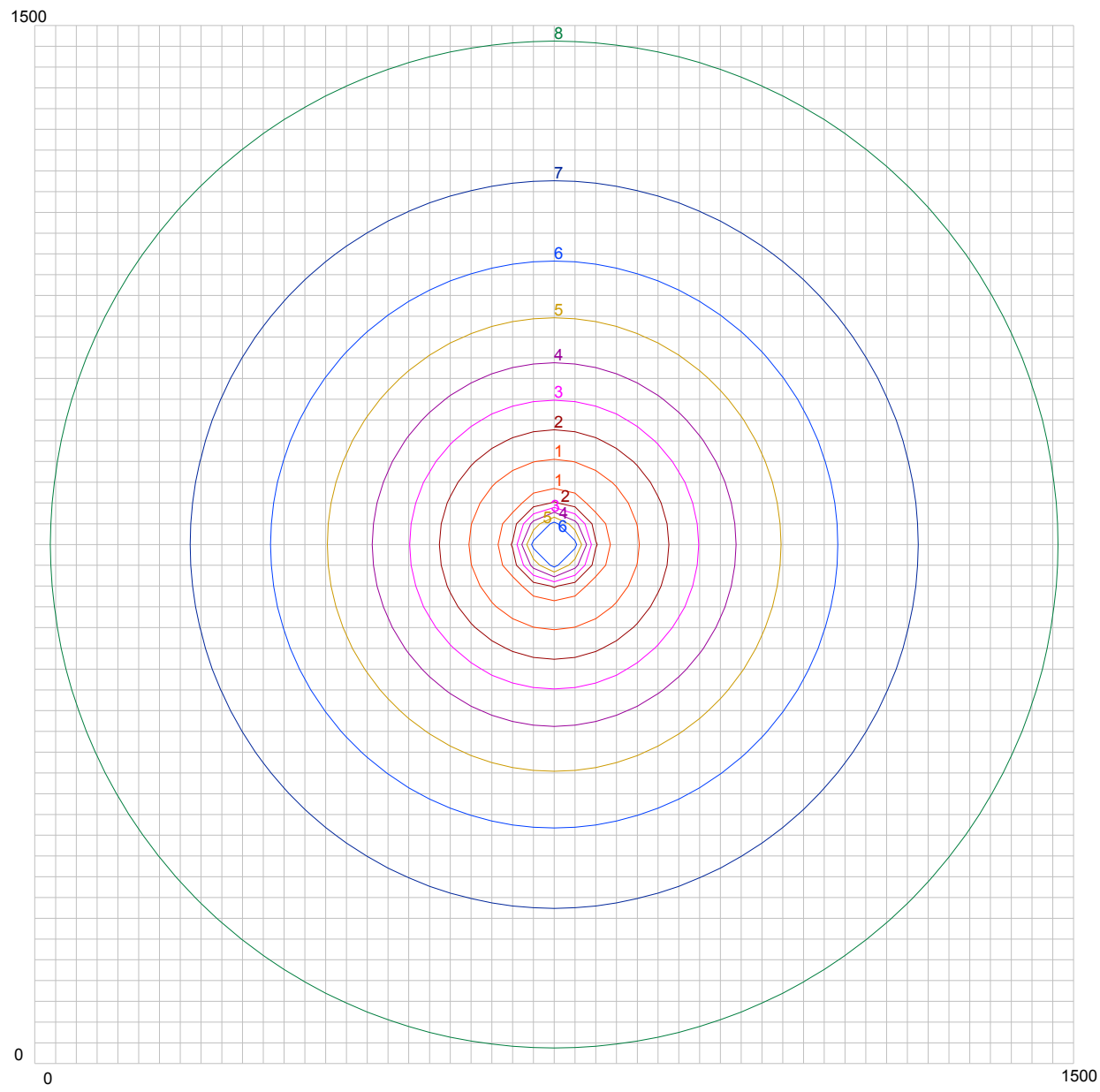
1500



| Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|---------------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – 1,353 ПДК | 1 – 1,303 ПДК | 1 – 1,316 ПДК | 1 – 0,014 ПДК | 1 – 0,243 ПДК |
| 2 – 1,194 ПДК | 2 – 1,150 ПДК | 2 – 1,161 ПДК | 2 – 0,012 ПДК | 2 – 0,214 ПДК |
| 3 – 1,034 ПДК | 3 – 0,996 ПДК | 3 – 1,006 ПДК | 3 – 0,011 ПДК | 3 – 0,186 ПДК |
| 4 – 0,875 ПДК | 4 – 0,843 ПДК | 4 – 0,851 ПДК | 4 – 0,009 ПДК | 4 – 0,157 ПДК |
| 5 – 0,716 ПДК | 5 – 0,690 ПДК | 5 – 0,697 ПДК | 5 – 0,007 ПДК | 5 – 0,128 ПДК |
| 6 – 0,557 ПДК | 6 – 0,536 ПДК | 6 – 0,542 ПДК | 6 – 0,006 ПДК | 6 – 0,100 ПДК |
| 7 – 0,398 ПДК | 7 – 0,383 ПДК | 7 – 0,387 ПДК | 7 – 0,004 ПДК | 7 – 0,071 ПДК |
| 8 – 0,239 ПДК | 8 – 0,230 ПДК | 8 – 0,232 ПДК | 8 – 0,002 ПДК | 8 – 0,043 ПДК |
| 9 – 0,080 ПДК | 9 – 0,077 ПДК | 9 – 0,077 ПДК | 9 – 0,001 ПДК | 9 – 0,014 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля
от единичного источника мощностью 0,5 МВт и высотой 10 м

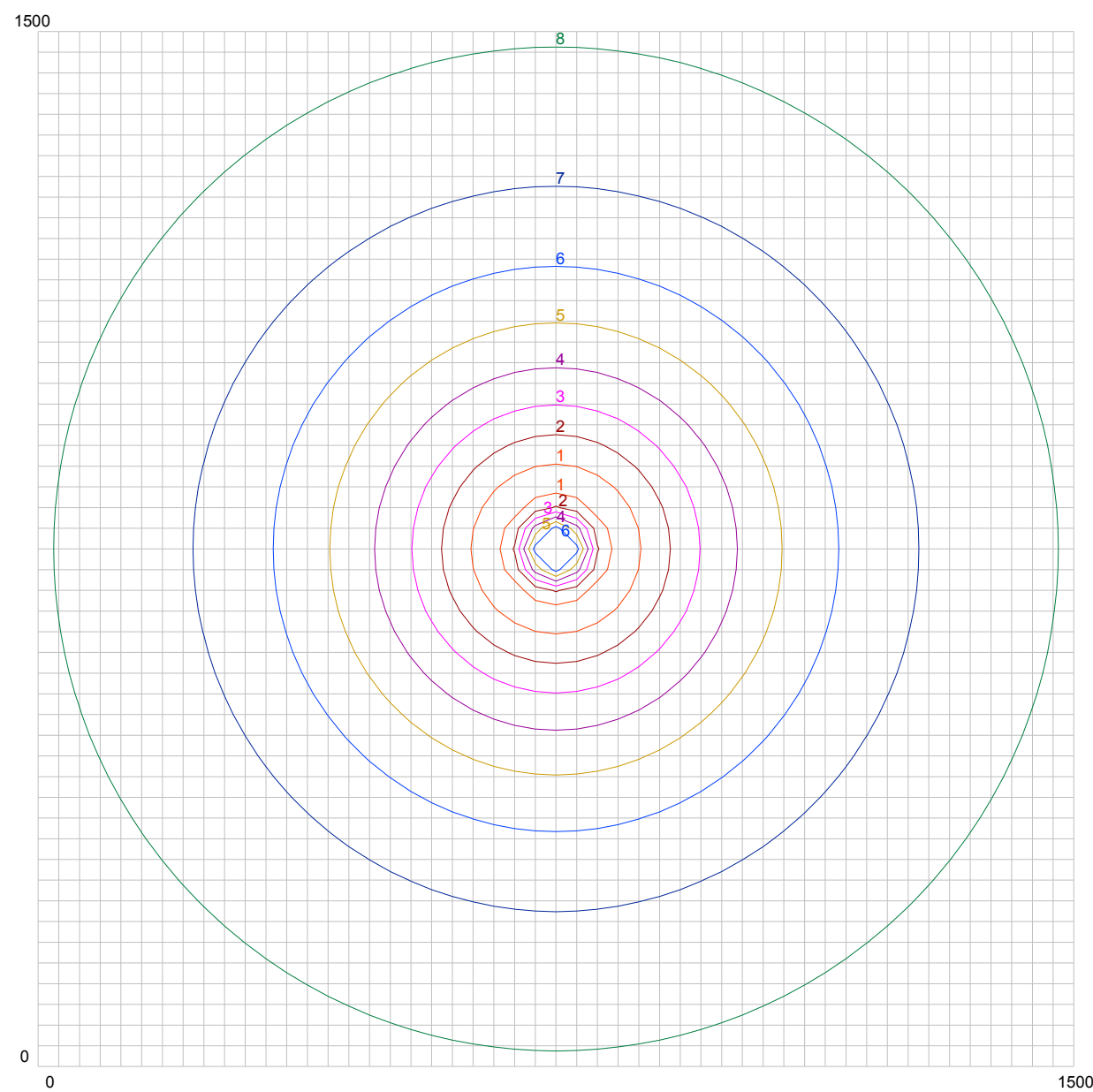
Продолжение приложения Г



| Зола | | Азота двуокись | | Ангидрид сернистый | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|------|-----------|----------------|-----------|--------------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,480 ПДК | 1 – | 0,462 ПДК | 1 – | 0,467 ПДК | 1 – | 0,005 ПДК | 1 – | 0,086 ПДК |
| 2 – | 0,423 ПДК | 2 – | 0,408 ПДК | 2 – | 0,412 ПДК | 2 – | 0,004 ПДК | 2 – | 0,076 ПДК |
| 3 – | 0,367 ПДК | 3 – | 0,353 ПДК | 3 – | 0,357 ПДК | 3 – | 0,004 ПДК | 3 – | 0,066 ПДК |
| 4 – | 0,311 ПДК | 4 – | 0,299 ПДК | 4 – | 0,302 ПДК | 4 – | 0,003 ПДК | 4 – | 0,056 ПДК |
| 5 – | 0,254 ПДК | 5 – | 0,245 ПДК | 5 – | 0,247 ПДК | 5 – | 0,003 ПДК | 5 – | 0,046 ПДК |
| 6 – | 0,198 ПДК | 6 – | 0,190 ПДК | 6 – | 0,192 ПДК | 6 – | 0,002 ПДК | 6 – | 0,035 ПДК |
| 7 – | 0,141 ПДК | 7 – | 0,136 ПДК | 7 – | 0,137 ПДК | 7 – | 0,001 ПДК | 7 – | 0,025 ПДК |
| 8 – | 0,085 ПДК | 8 – | 0,082 ПДК | 8 – | 0,082 ПДК | 8 – | 0,001 ПДК | 8 – | 0,015 ПДК |
| 9 – | 0,028 ПДК | 9 – | 0,027 ПДК | 9 – | 0,027 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,005 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля от единичного источника мощностью 0,5 МВт и высотой 20 м

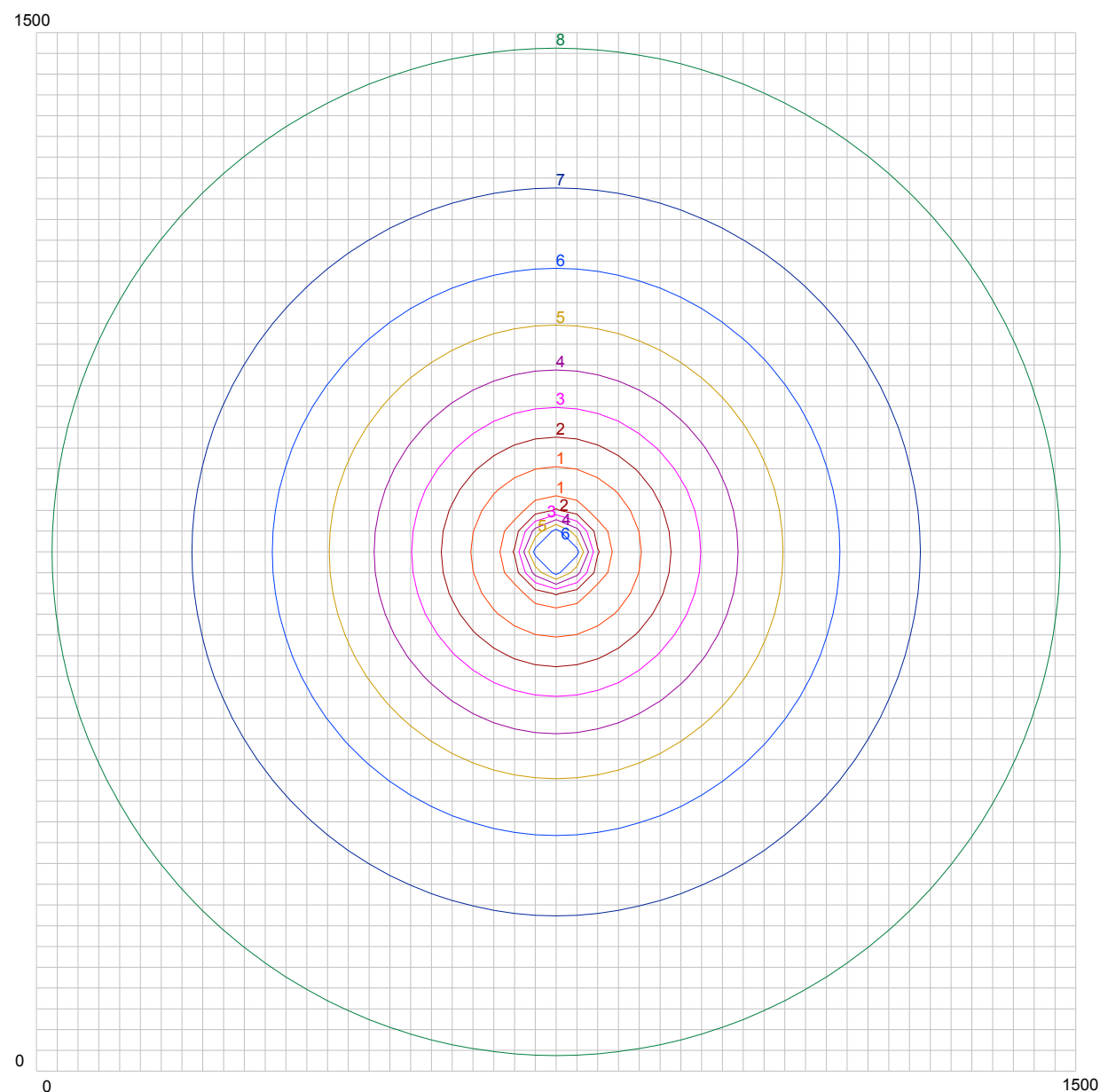
Продолжение приложения Г



| | Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|-----|-----------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – | 0,251 ПДК | 1 – 0,242 ПДК | 1 – 0,244 ПДК | 1 – 0,003 ПДК | 1 – 0,045 ПДК |
| 2 – | 0,222 ПДК | 2 – 0,214 ПДК | 2 – 0,216 ПДК | 2 – 0,002 ПДК | 2 – 0,040 ПДК |
| 3 – | 0,192 ПДК | 3 – 0,185 ПДК | 3 – 0,187 ПДК | 3 – 0,002 ПДК | 3 – 0,034 ПДК |
| 4 – | 0,163 ПДК | 4 – 0,157 ПДК | 4 – 0,158 ПДК | 4 – 0,002 ПДК | 4 – 0,029 ПДК |
| 5 – | 0,133 ПДК | 5 – 0,128 ПДК | 5 – 0,129 ПДК | 5 – 0,001 ПДК | 5 – 0,024 ПДК |
| 6 – | 0,103 ПДК | 6 – 0,100 ПДК | 6 – 0,101 ПДК | 6 – 0,001 ПДК | 6 – 0,019 ПДК |
| 7 – | 0,074 ПДК | 7 – 0,071 ПДК | 7 – 0,072 ПДК | 7 – 0,001 ПДК | 7 – 0,013 ПДК |
| 8 – | 0,044 ПДК | 8 – 0,043 ПДК | 8 – 0,043 ПДК | 8 – 0,000 ПДК | 8 – 0,008 ПДК |
| 9 – | 0,015 ПДК | 9 – 0,014 ПДК | 9 – 0,014 ПДК | 9 – 0,000 ПДК | 9 – 0,003 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля от единичного источника мощностью 0,5 МВт и высотой 30 м

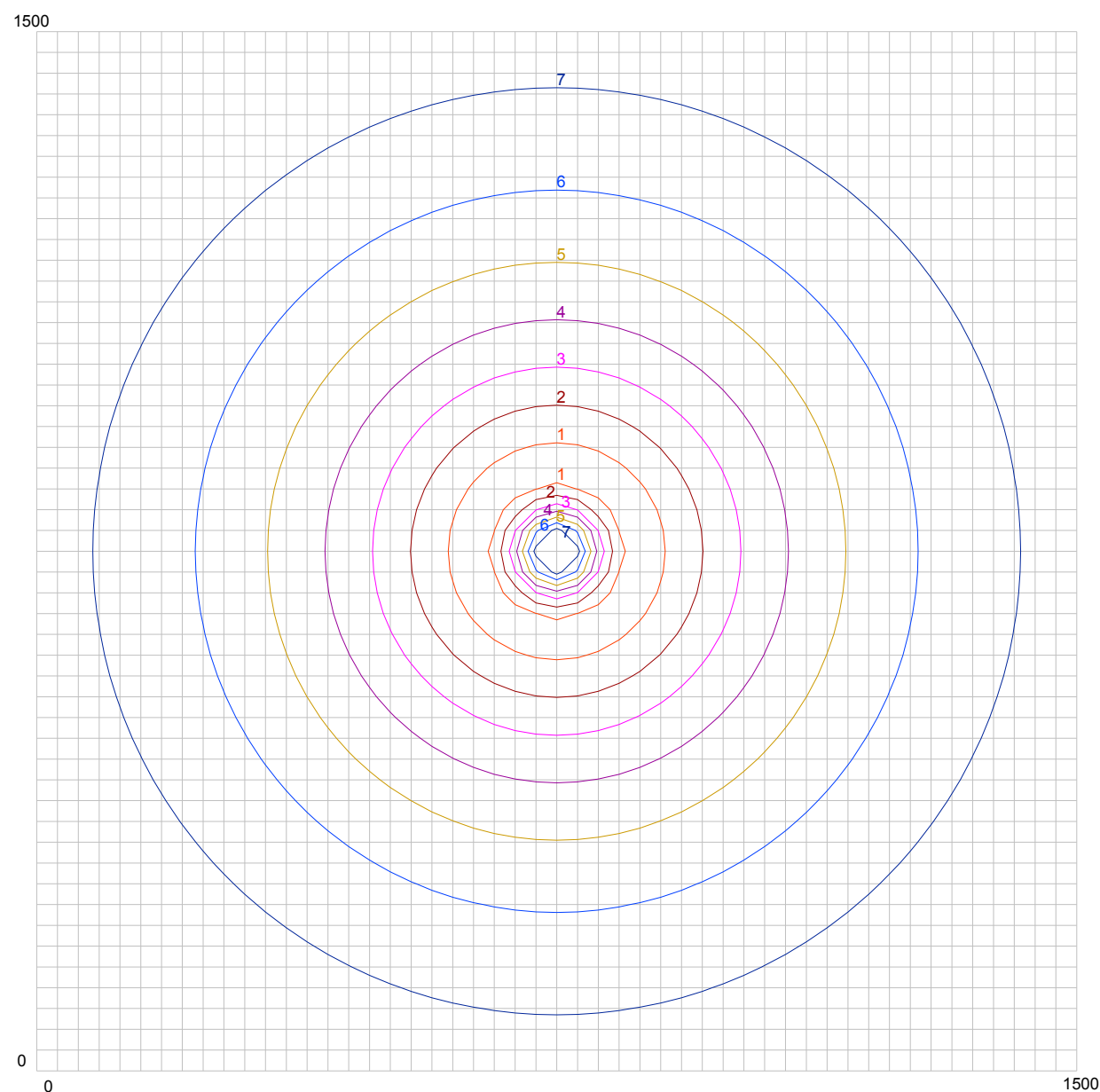
Продолжение приложения Г



| | Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|-----|-----------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – | 1,743 ПДК | 1 – 1,679 ПДК | 1 – 1,696 ПДК | 1 – 0,018 ПДК | 1 – 0,313 ПДК |
| 2 – | 1,538 ПДК | 2 – 1,481 ПДК | 2 – 1,496 ПДК | 2 – 0,016 ПДК | 2 – 0,276 ПДК |
| 3 – | 1,333 ПДК | 3 – 1,284 ПДК | 3 – 1,297 ПДК | 3 – 0,014 ПДК | 3 – 0,239 ПДК |
| 4 – | 1,128 ПДК | 4 – 1,086 ПДК | 4 – 1,097 ПДК | 4 – 0,012 ПДК | 4 – 0,308 ПДК |
| 5 – | 0,923 ПДК | 5 – 0,889 ПДК | 5 – 0,898 ПДК | 5 – 0,009 ПДК | 5 – 0,202 ПДК |
| 6 – | 0,718 ПДК | 6 – 0,691 ПДК | 6 – 0,698 ПДК | 6 – 0,007 ПДК | 6 – 0,166 ПДК |
| 7 – | 0,513 ПДК | 7 – 0,494 ПДК | 7 – 0,499 ПДК | 7 – 0,005 ПДК | 7 – 0,129 ПДК |
| 8 – | 0,308 ПДК | 8 – 0,296 ПДК | 8 – 0,299 ПДК | 8 – 0,003 ПДК | 8 – 0,055 ПДК |
| 9 – | 0,103 ПДК | 9 – 0,099 ПДК | 9 – 0,100 ПДК | 9 – 0,001 ПДК | 9 – 0,018 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля от единичного источника мощностью 1 МВт и высотой 10 м

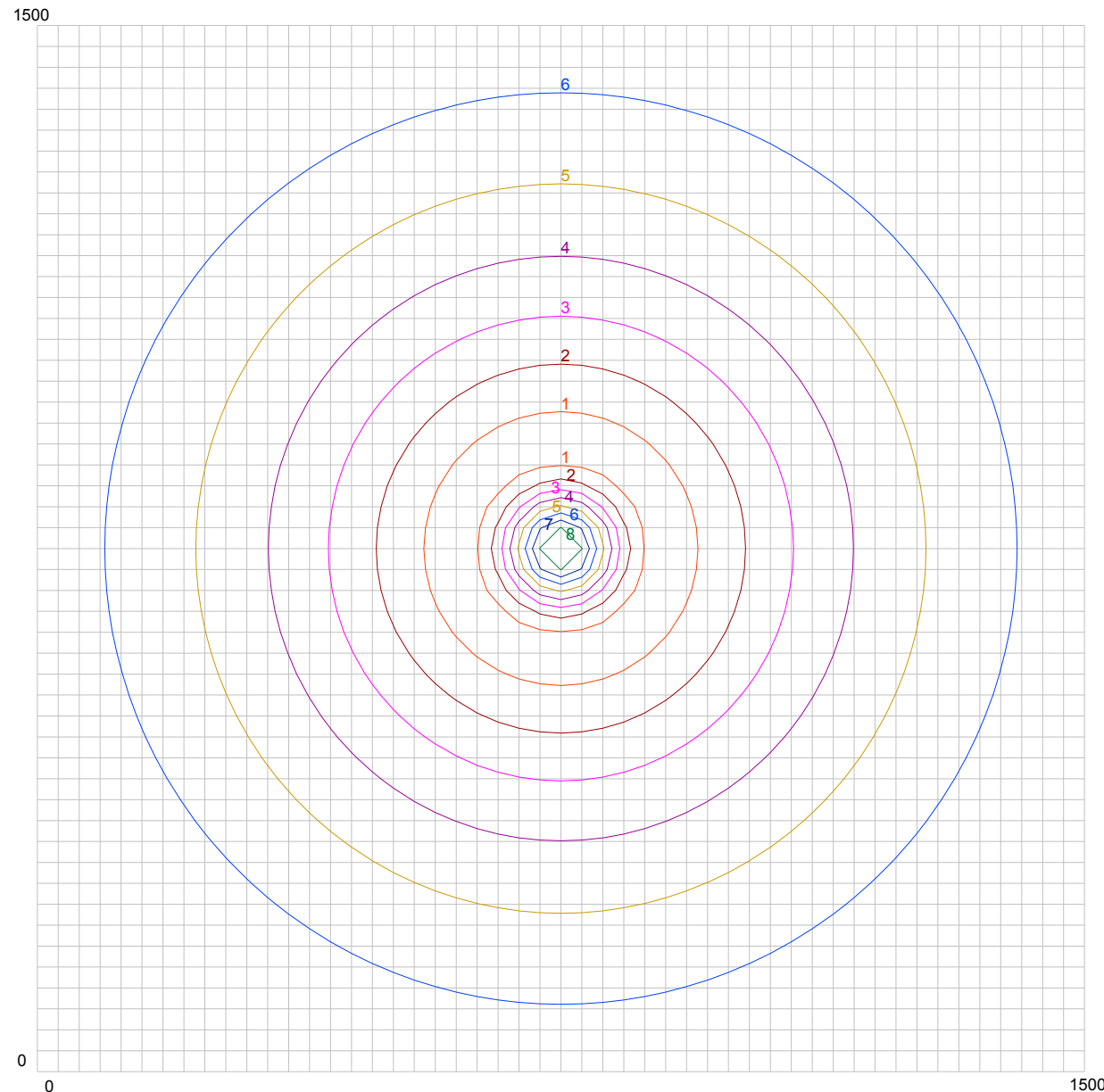
Продолжение приложения Г



| | Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|-----|-----------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – | 0,640 ПДК | 1 – 0,616 ПДК | 1 – 0,622 ПДК | 1 – 0,007 ПДК | 1 – 0,115 ПДК |
| 2 – | 0,564 ПДК | 2 – 0,544 ПДК | 2 – 0,549 ПДК | 2 – 0,006 ПДК | 2 – 0,101 ПДК |
| 3 – | 0,489 ПДК | 3 – 0,471 ПДК | 3 – 0,476 ПДК | 3 – 0,005 ПДК | 3 – 0,088 ПДК |
| 4 – | 0,414 ПДК | 4 – 0,399 ПДК | 4 – 0,403 ПДК | 4 – 0,004 ПДК | 4 – 0,074 ПДК |
| 5 – | 0,263 ПДК | 5 – 0,326 ПДК | 5 – 0,329 ПДК | 5 – 0,003 ПДК | 5 – 0,061 ПДК |
| 6 – | 0,188 ПДК | 6 – 0,254 ПДК | 6 – 0,256 ПДК | 6 – 0,003 ПДК | 6 – 0,047 ПДК |
| 7 – | 0,113 ПДК | 7 – 0,181 ПДК | 7 – 0,183 ПДК | 7 – 0,002 ПДК | 7 – 0,034 ПДК |
| 8 – | 0,084 ПДК | 8 – 0,109 ПДК | 8 – 0,110 ПДК | 8 – 0,001 ПДК | 8 – 0,020 ПДК |
| 9 – | 0,038 ПДК | 9 – 0,036 ПДК | 9 – 0,037 ПДК | 9 – 0,000 ПДК | 9 – 0,007 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля
от единичного источника мощностью 1 МВт и высотой 20 м

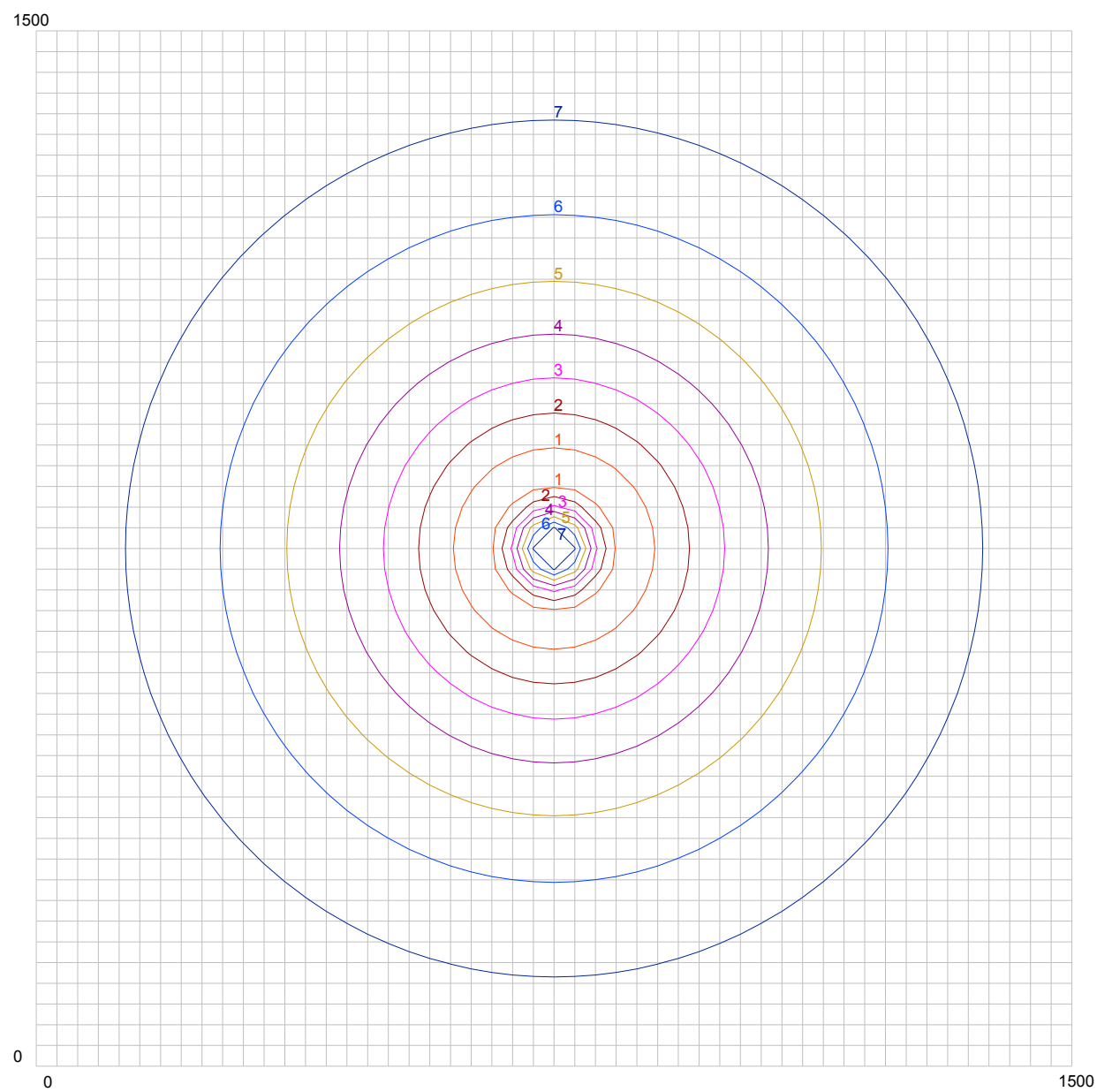
Продолжение приложения Г



| | Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|-----|-----------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – | 0,342 ПДК | 1 – 0,329 ПДК | 1 – 0,332 ПДК | 1 – 0,004 ПДК | 1 – 0,061 ПДК |
| 2 – | 0,301 ПДК | 2 – 0,290 ПДК | 2 – 0,293 ПДК | 2 – 0,003 ПДК | 2 – 0,054 ПДК |
| 3 – | 0,261 ПДК | 3 – 0,252 ПДК | 3 – 0,254 ПДК | 3 – 0,003 ПДК | 3 – 0,047 ПДК |
| 4 – | 0,221 ПДК | 4 – 0,213 ПДК | 4 – 0,215 ПДК | 4 – 0,002 ПДК | 4 – 0,040 ПДК |
| 5 – | 0,181 ПДК | 5 – 0,174 ПДК | 5 – 0,176 ПДК | 5 – 0,002 ПДК | 5 – 0,032 ПДК |
| 6 – | 0,141 ПДК | 6 – 0,136 ПДК | 6 – 0,137 ПДК | 6 – 0,001 ПДК | 6 – 0,025 ПДК |
| 7 – | 0,100 ПДК | 7 – 0,097 ПДК | 7 – 0,098 ПДК | 7 – 0,001 ПДК | 7 – 0,018 ПДК |
| 8 – | 0,060 ПДК | 8 – 0,058 ПДК | 8 – 0,059 ПДК | 8 – 0,001 ПДК | 8 – 0,011 ПДК |
| 9 – | 0,020 ПДК | 9 – 0,019 ПДК | 9 – 0,020 ПДК | 9 – 0,000 ПДК | 9 – 0,004 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля
от единичного источника мощностью 1 МВт и высотой 30 м

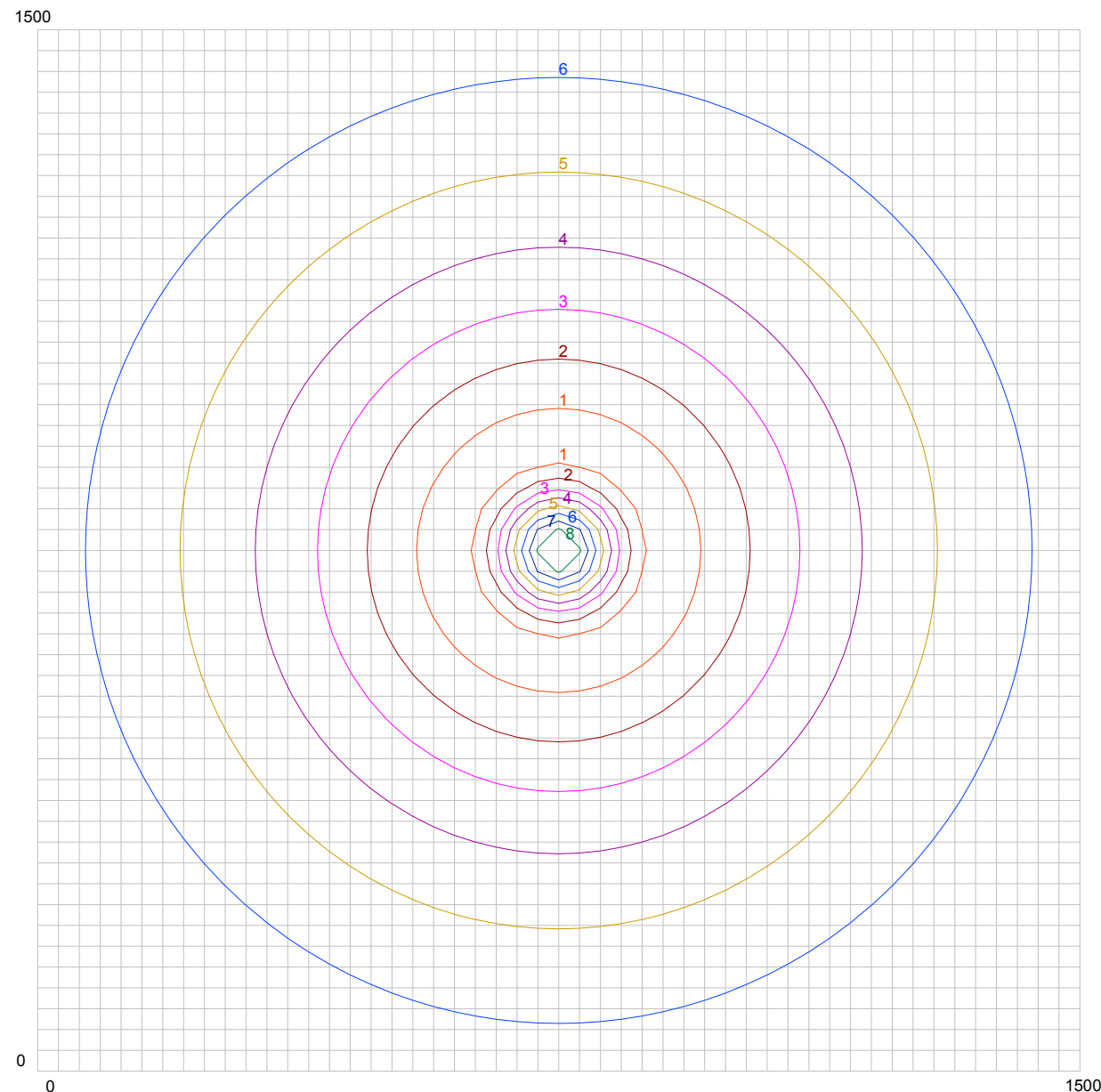
Продолжение приложения Г



| Зола | | Азота двуокись | | Ангидрид сернистый | | Углерода окись | | НМЛЮС | |
|------|-----------|----------------|-----------|--------------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 2,123 ПДК | 1 – | 2,047 ПДК | 1 – | 2,071 ПДК | 1 – | 0,022 ПДК | 1 – | 0,382 ПДК |
| 2 – | 1,873 ПДК | 2 – | 1,806 ПДК | 2 – | 1,827 ПДК | 2 – | 0,019 ПДК | 2 – | 0,337 ПДК |
| 3 – | 1,624 ПДК | 3 – | 1,565 ПДК | 3 – | 1,584 ПДК | 3 – | 0,017 ПДК | 3 – | 0,292 ПДК |
| 4 – | 1,374 ПДК | 4 – | 1,324 ПДК | 4 – | 1,340 ПДК | 4 – | 0,014 ПДК | 4 – | 0,247 ПДК |
| 5 – | 1,124 ПДК | 5 – | 1,084 ПДК | 5 – | 1,096 ПДК | 5 – | 0,012 ПДК | 5 – | 0,202 ПДК |
| 6 – | 0,874 ПДК | 6 – | 0,843 ПДК | 6 – | 0,853 ПДК | 6 – | 0,009 ПДК | 6 – | 0,157 ПДК |
| 7 – | 0,624 ПДК | 7 – | 0,602 ПДК | 7 – | 0,609 ПДК | 7 – | 0,006 ПДК | 7 – | 0,112 ПДК |
| 8 – | 0,375 ПДК | 8 – | 0,361 ПДК | 8 – | 0,365 ПДК | 8 – | 0,004 ПДК | 8 – | 0,067 ПДК |
| 9 – | 0,125 ПДК | 9 – | 0,120 ПДК | 9 – | 0,122 ПДК | 9 – | 0,001 ПДК | 9 – | 0,022 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля от единичного источника мощностью 2 МВт и высотой 10 м

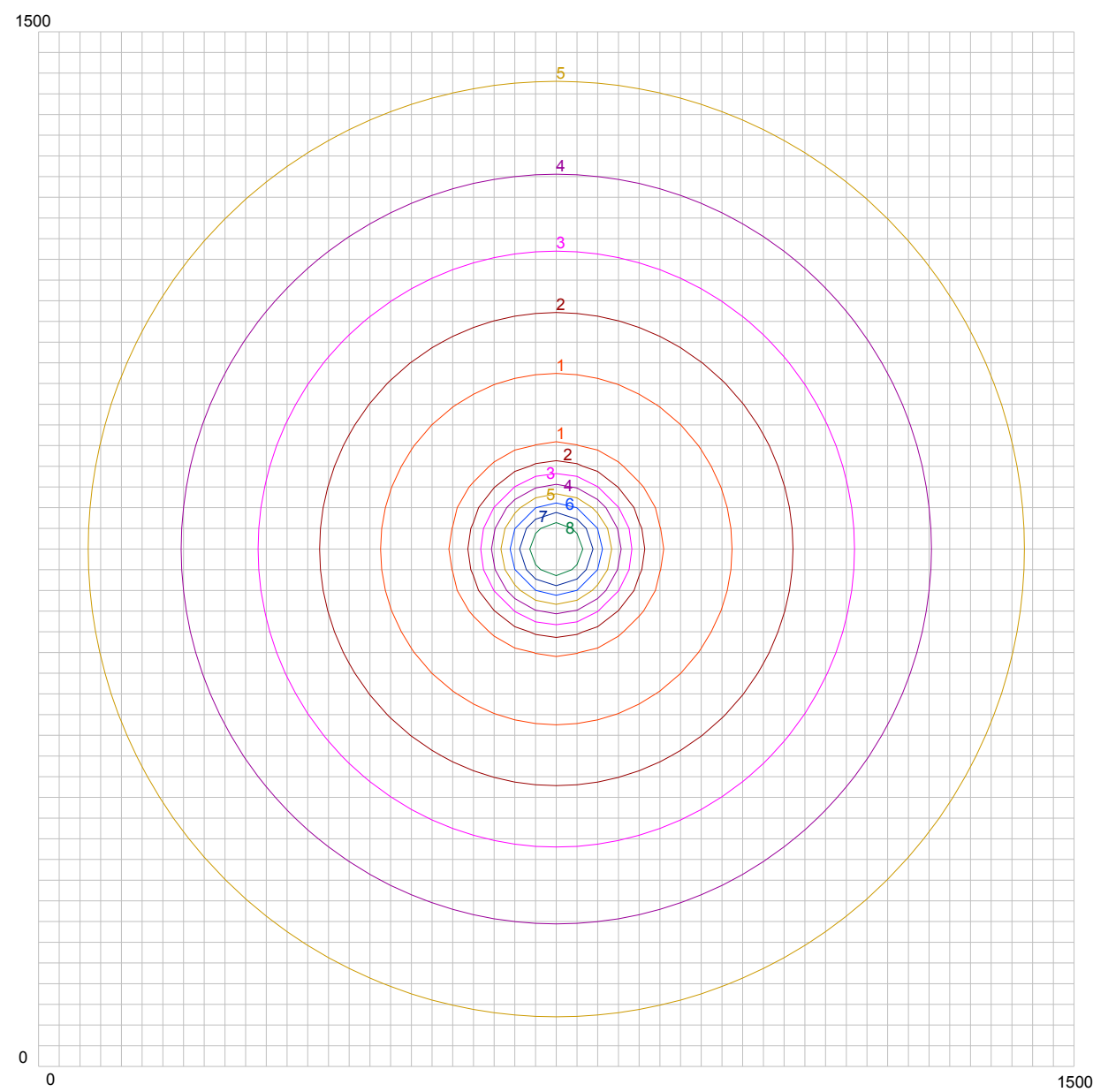
Продолжение приложения Г



| | Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|-----|-----------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – | 0,790 ПДК | 1 – 0,761 ПДК | 1 – 0,770 ПДК | 1 – 0,008 ПДК | 1 – 0,142 ПДК |
| 2 – | 0,697 ПДК | 2 – 0,672 ПДК | 2 – 0,680 ПДК | 2 – 0,007 ПДК | 2 – 0,125 ПДК |
| 3 – | 0,604 ПДК | 3 – 0,582 ПДК | 3 – 0,589 ПДК | 3 – 0,006 ПДК | 3 – 0,109 ПДК |
| 4 – | 0,511 ПДК | 4 – 0,493 ПДК | 4 – 0,498 ПДК | 4 – 0,005 ПДК | 4 – 0,092 ПДК |
| 5 – | 0,418 ПДК | 5 – 0,403 ПДК | 5 – 0,408 ПДК | 5 – 0,004 ПДК | 5 – 0,075 ПДК |
| 6 – | 0,325 ПДК | 6 – 0,314 ПДК | 6 – 0,317 ПДК | 6 – 0,003 ПДК | 6 – 0,058 ПДК |
| 7 – | 0,232 ПДК | 7 – 0,224 ПДК | 7 – 0,227 ПДК | 7 – 0,002 ПДК | 7 – 0,042 ПДК |
| 8 – | 0,139 ПДК | 8 – 0,134 ПДК | 8 – 0,136 ПДК | 8 – 0,001 ПДК | 8 – 0,025 ПДК |
| 9 – | 0,046 ПДК | 9 – 0,045 ПДК | 9 – 0,045 ПДК | 9 – 0,000 ПДК | 9 – 0,008 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля
от единичного источника мощностью 2 МВт и высотой 20 м

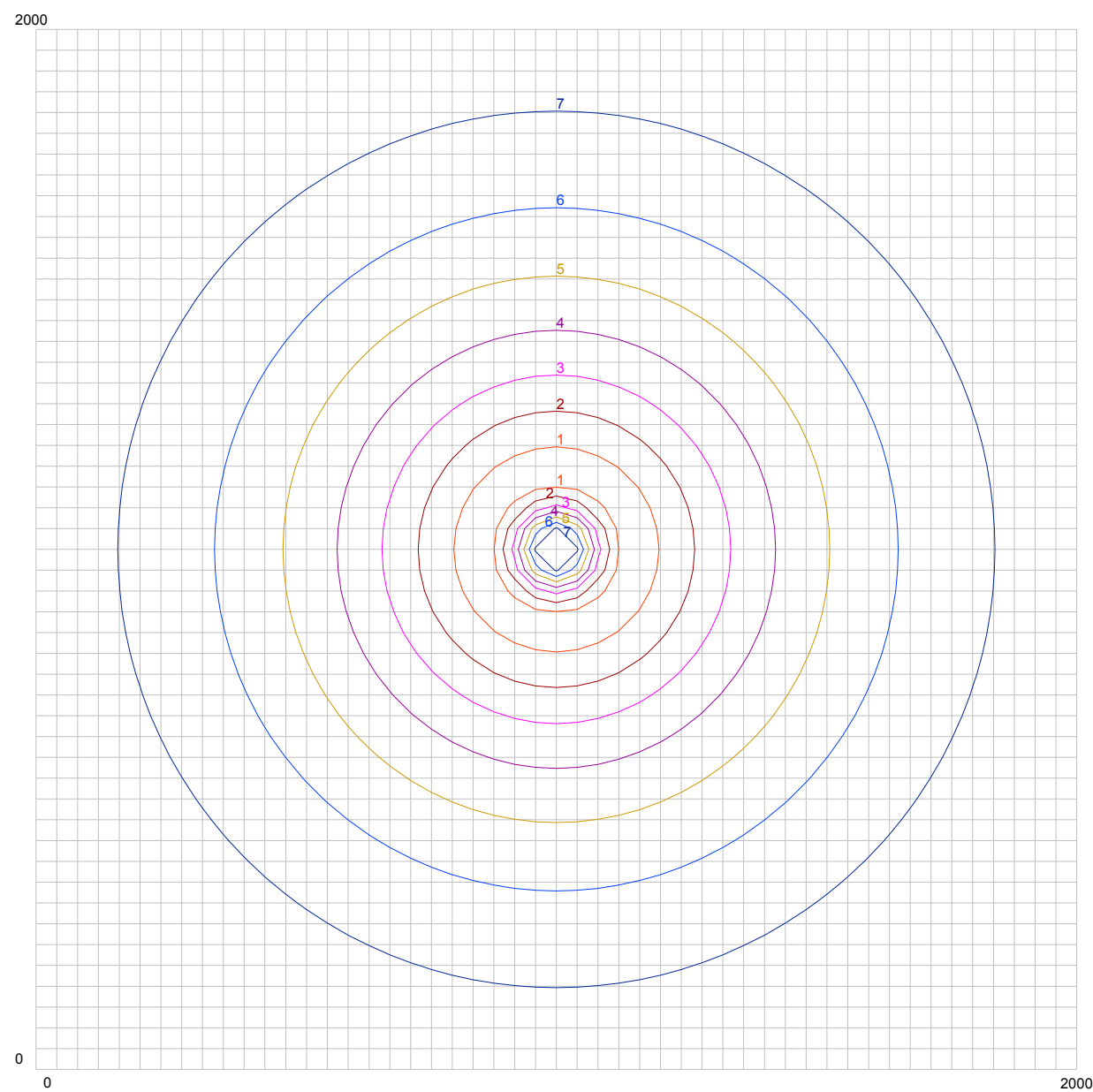
Продолжение приложения Г



| Зола | | Азота двуокись | | Ангидрид сернистый | | Углерода окись | | НМЛЮС | |
|------|-----------|----------------|-----------|--------------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,433 ПДК | 1 – | 0,417 ПДК | 1 – | 0,422 ПДК | 1 – | 0,004 ПДК | 1 – | 0,078 ПДК |
| 2 – | 0,382 ПДК | 2 – | 0,368 ПДК | 2 – | 0,372 ПДК | 2 – | 0,004 ПДК | 2 – | 0,069 ПДК |
| 3 – | 0,331 ПДК | 3 – | 0,319 ПДК | 3 – | 0,323 ПДК | 3 – | 0,003 ПДК | 3 – | 0,059 ПДК |
| 4 – | 0,280 ПДК | 4 – | 0,270 ПДК | 4 – | 0,273 ПДК | 4 – | 0,003 ПДК | 4 – | 0,050 ПДК |
| 5 – | 0,229 ПДК | 5 – | 0,221 ПДК | 5 – | 0,223 ПДК | 5 – | 0,002 ПДК | 5 – | 0,041 ПДК |
| 6 – | 0,178 ПДК | 6 – | 0,172 ПДК | 6 – | 0,174 ПДК | 6 – | 0,002 ПДК | 6 – | 0,032 ПДК |
| 7 – | 0,127 ПДК | 7 – | 0,123 ПДК | 7 – | 0,124 ПДК | 7 – | 0,001 ПДК | 7 – | 0,023 ПДК |
| 8 – | 0,076 ПДК | 8 – | 0,074 ПДК | 8 – | 0,074 ПДК | 8 – | 0,001 ПДК | 8 – | 0,014 ПДК |
| 9 – | 0,025 ПДК | 9 – | 0,025 ПДК | 9 – | 0,025 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,005 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля от единичного источника мощностью 2 МВт и высотой 30 м

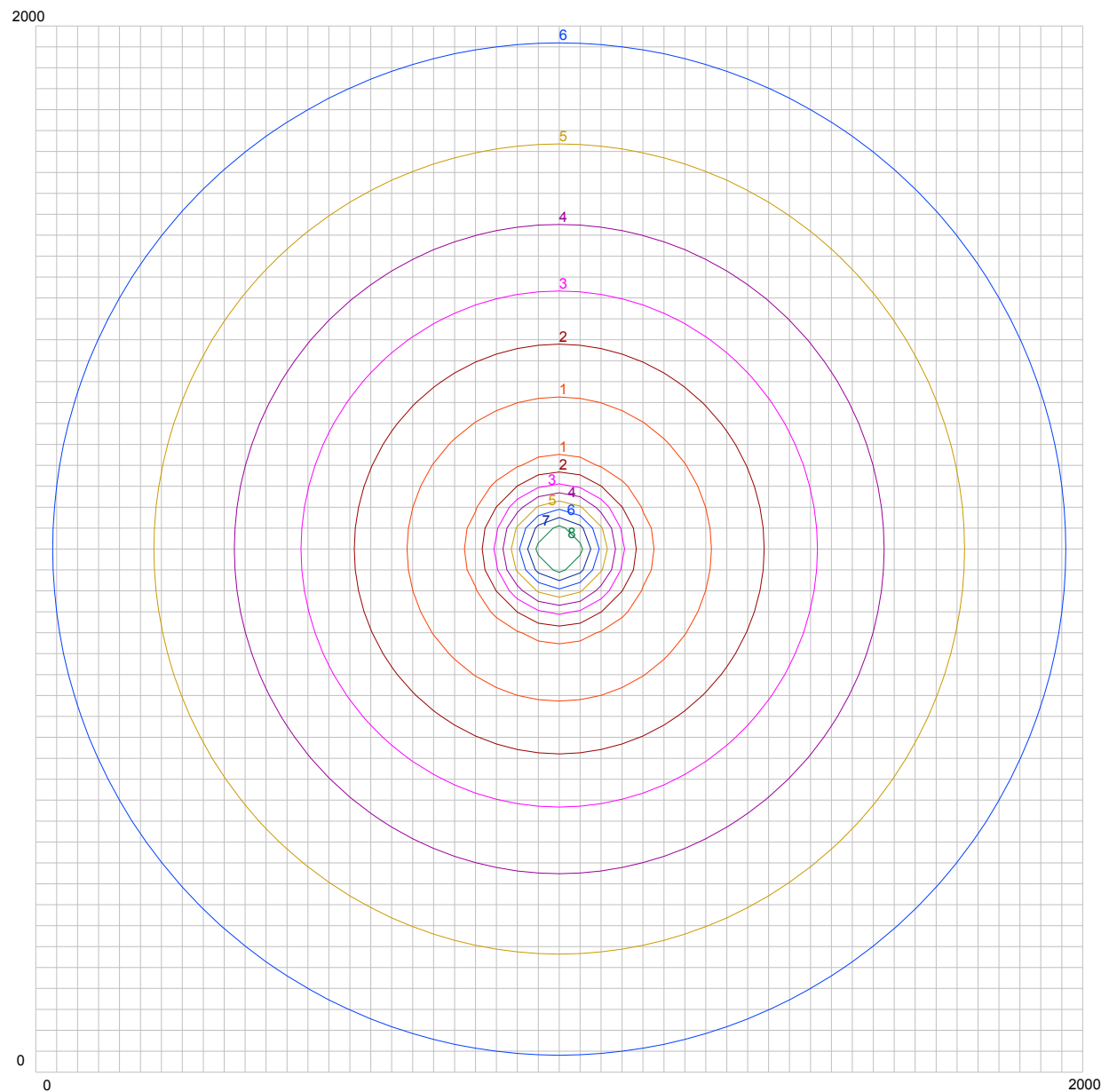
Продолжение приложения Г



| | Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|-----|-----------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – | 3,276 ПДК | 1 – 3,161 ПДК | 1 – 3,197 ПДК | 1 – 0,034 ПДК | 1 – 0,589 ПДК |
| 2 – | 2,891 ПДК | 2 – 2,789 ПДК | 2 – 2,821 ПДК | 2 – 0,030 ПДК | 2 – 0,520 ПДК |
| 3 – | 2,505 ПДК | 3 – 2,417 ПДК | 3 – 2,445 ПДК | 3 – 0,026 ПДК | 3 – 0,451 ПДК |
| 4 – | 2,120 ПДК | 4 – 2,045 ПДК | 4 – 2,069 ПДК | 4 – 0,022 ПДК | 4 – 0,381 ПДК |
| 5 – | 1,734 ПДК | 5 – 1,673 ПДК | 5 – 1,692 ПДК | 5 – 0,018 ПДК | 5 – 0,312 ПДК |
| 6 – | 1,349 ПДК | 6 – 1,301 ПДК | 6 – 1,316 ПДК | 6 – 0,014 ПДК | 6 – 0,243 ПДК |
| 7 – | 0,964 ПДК | 7 – 0,930 ПДК | 7 – 0,940 ПДК | 7 – 0,010 ПДК | 7 – 0,173 ПДК |
| 8 – | 0,578 ПДК | 8 – 0,558 ПДК | 8 – 0,564 ПДК | 8 – 0,006 ПДК | 8 – 0,104 ПДК |
| 9 – | 0,193 ПДК | 9 – 0,186 ПДК | 9 – 0,188 ПДК | 9 – 0,002 ПДК | 9 – 0,035 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля от единичного источника мощностью 5 МВт и высотой 10 м

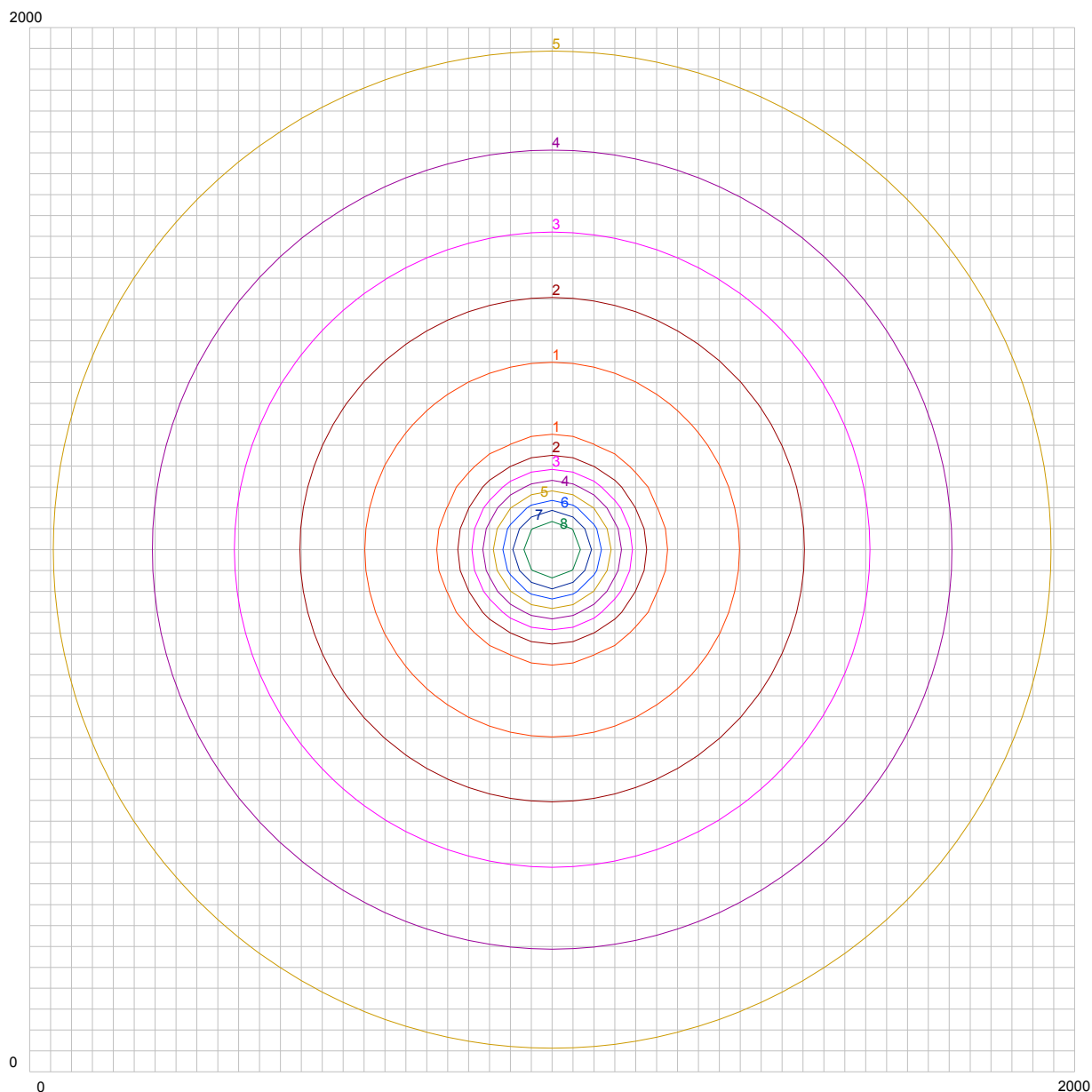
Продолжение приложения Г



| | Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|-----|-----------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – | 1,089 ПДК | 1 – 1,051 ПДК | 1 – 1,063 ПДК | 1 – 0,011 ПДК | 1 – 0,196 ПДК |
| 2 – | 0,961 ПДК | 2 – 0,927 ПДК | 2 – 0,938 ПДК | 2 – 0,010 ПДК | 2 – 0,173 ПДК |
| 3 – | 0,833 ПДК | 3 – 0,804 ПДК | 3 – 0,813 ПДК | 3 – 0,009 ПДК | 3 – 0,150 ПДК |
| 4 – | 0,705 ПДК | 4 – 0,680 ПДК | 4 – 0,688 ПДК | 4 – 0,007 ПДК | 4 – 0,127 ПДК |
| 5 – | 0,577 ПДК | 5 – 0,556 ПДК | 5 – 0,563 ПДК | 5 – 0,006 ПДК | 5 – 0,104 ПДК |
| 6 – | 0,449 ПДК | 6 – 0,433 ПДК | 6 – 0,438 ПДК | 6 – 0,005 ПДК | 6 – 0,081 ПДК |
| 7 – | 0,320 ПДК | 7 – 0,309 ПДК | 7 – 0,313 ПДК | 7 – 0,003 ПДК | 7 – 0,058 ПДК |
| 8 – | 0,192 ПДК | 8 – 0,185 ПДК | 8 – 0,188 ПДК | 8 – 0,002 ПДК | 8 – 0,035 ПДК |
| 9 – | 0,064 ПДК | 9 – 0,062 ПДК | 9 – 0,063 ПДК | 9 – 0,001 ПДК | 9 – 0,012 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля
от единичного источника мощностью 5 МВт и высотой 20 м

Продолжение приложения Г

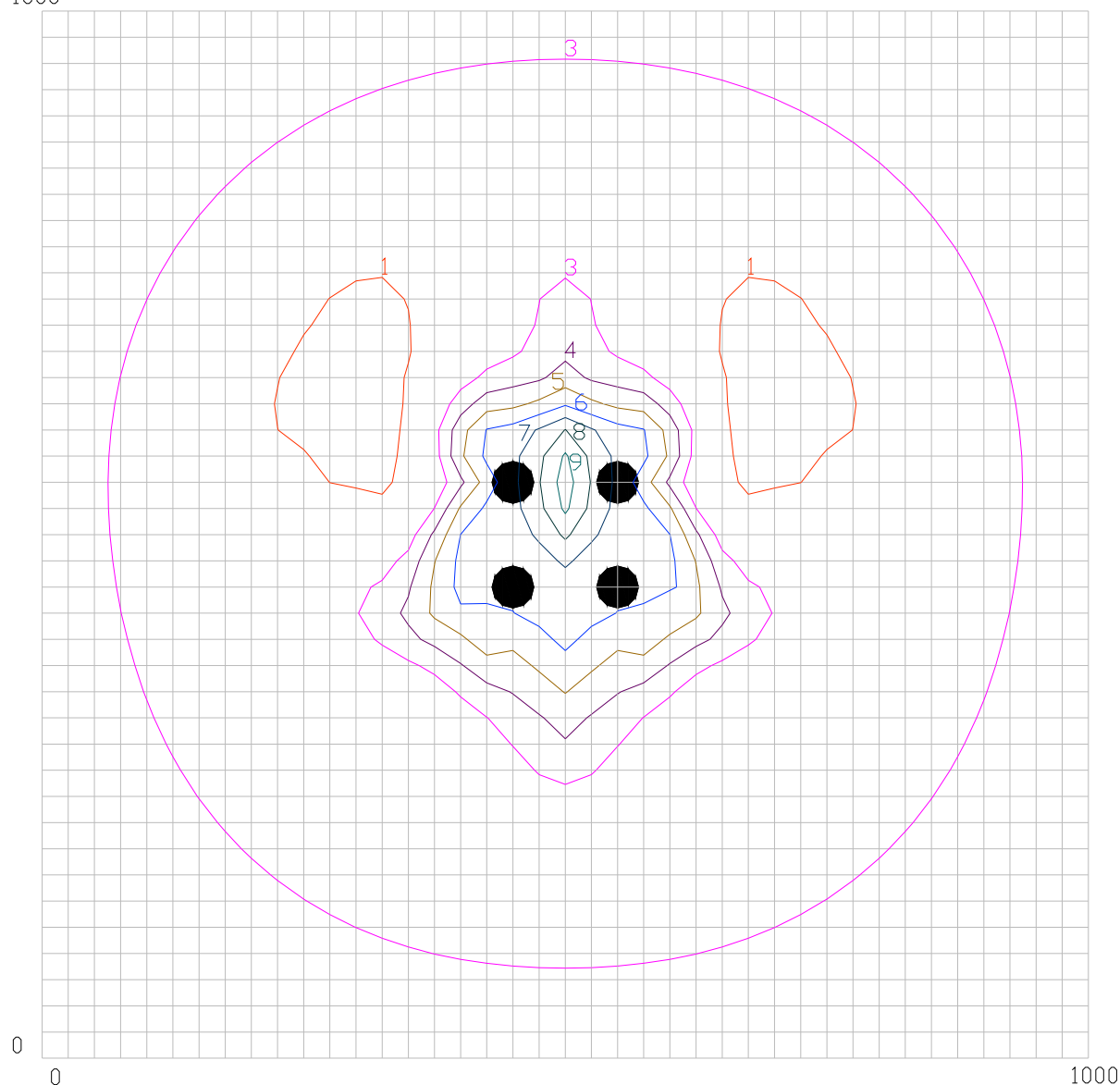


| Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|---------------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – 0,588 ПДК | 1 – 0,567 ПДК | 1 – 0,574 ПДК | 1 – 0,006 ПДК | 1 – 0,106 ПДК |
| 2 – 0,519 ПДК | 2 – 0,501 ПДК | 2 – 0,506 ПДК | 2 – 0,005 ПДК | 2 – 0,093 ПДК |
| 3 – 0,381 ПДК | 3 – 0,434 ПДК | 3 – 0,349 ПДК | 3 – 0,005 ПДК | 3 – 0,081 ПДК |
| 4 – 0,311 ПДК | 4 – 0,367 ПДК | 4 – 0,371 ПДК | 4 – 0,004 ПДК | 4 – 0,068 ПДК |
| 5 – 0,242 ПДК | 5 – 0,300 ПДК | 5 – 0,304 ПДК | 5 – 0,003 ПДК | 5 – 0,056 ПДК |
| 6 – 0,173 ПДК | 6 – 0,234 ПДК | 6 – 0,236 ПДК | 6 – 0,002 ПДК | 6 – 0,044 ПДК |
| 7 – 0,140 ПДК | 7 – 0,167 ПДК | 7 – 0,169 ПДК | 7 – 0,002 ПДК | 7 – 0,031 ПДК |
| 8 – 0,104 ПДК | 8 – 0,100 ПДК | 8 – 0,101 ПДК | 8 – 0,001 ПДК | 8 – 0,019 ПДК |
| 9 – 0,035 ПДК | 9 – 0,033 ПДК | 9 – 0,034 ПДК | 9 – 0,000 ПДК | 9 – 0,006 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля
от единичного источника мощностью 5 МВт и высотой 30 м

Продолжение приложения Г

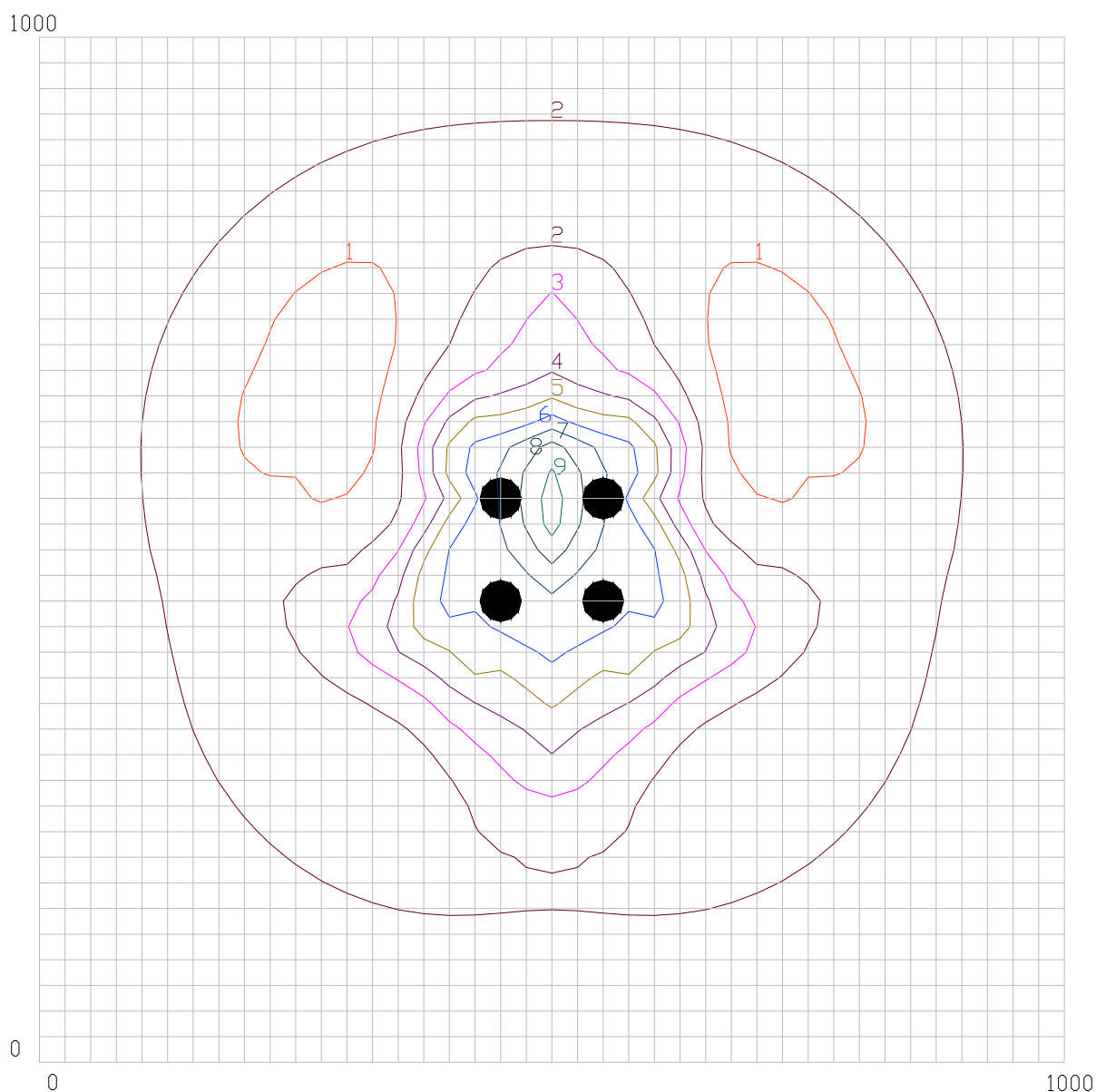
1000



| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,547 ПДК | 1 – | 0,003 ПДК | 1 – | 0,102 ПДК |
| 2 – | 0,497 ПДК | 2 – | 0,003 ПДК | 2 – | 0,093 ПДК |
| 3 – | 0,447 ПДК | 3 – | 0,003 ПДК | 3 – | 0,084 ПДК |
| 4 – | 0,398 ПДК | 4 – | 0,002 ПДК | 4 – | 0,075 ПДК |
| 5 – | 0,348 ПДК | 5 – | 0,002 ПДК | 5 – | 0,065 ПДК |
| 6 – | 0,298 ПДК | 6 – | 0,002 ПДК | 6 – | 0,056 ПДК |
| 7 – | 0,249 ПДК | 7 – | 0,001 ПДК | 7 – | 0,047 ПДК |
| 8 – | 0,199 ПДК | 8 – | 0,001 ПДК | 8 – | 0,037 ПДК |
| 9 – | 0,150 ПДК | 9 – | 0,001 ПДК | 9 – | 0,028 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании природного газа
от 4-х источников мощностью по 2 МВт

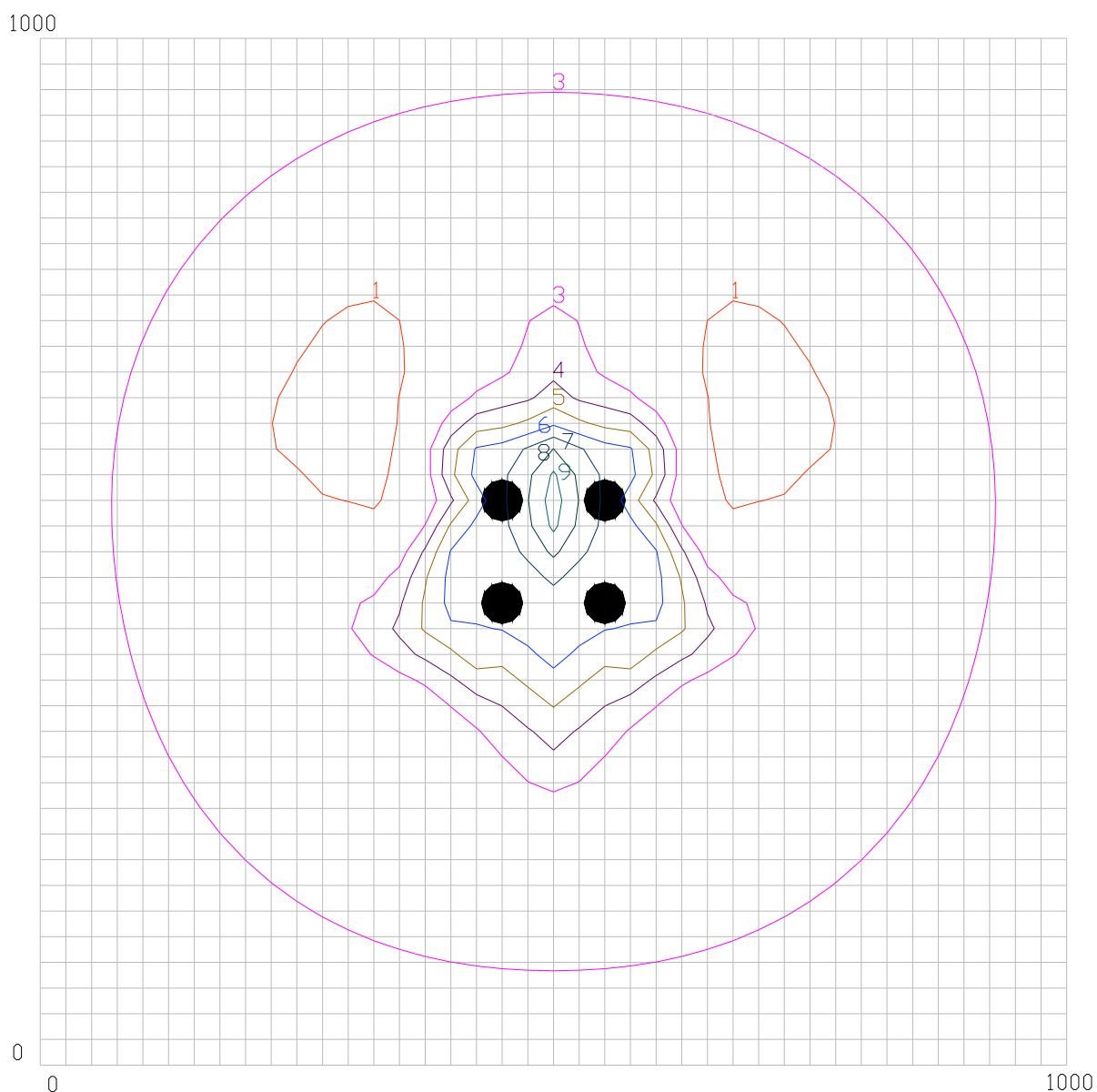
Продолжение приложения Г



| | Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|-----|-----------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – | 1,610 ПДК | 1 – 1,584 ПДК | 1 – 1,570 ПДК | 1 – 0,017 ПДК | 1 – 0,289 ПДК |
| 2 – | 1,459 ПДК | 2 – 1,435 ПДК | 2 – 1,422 ПДК | 2 – 0,015 ПДК | 2 – 0,262 ПДК |
| 3 – | 1,308 ПДК | 3 – 1,287 ПДК | 3 – 1,275 ПДК | 3 – 0,014 ПДК | 3 – 0,235 ПДК |
| 4 – | 1,157 ПДК | 4 – 1,138 ПДК | 4 – 1,128 ПДК | 4 – 0,012 ПДК | 4 – 0,208 ПДК |
| 5 – | 1,006 ПДК | 5 – 0,990 ПДК | 5 – 0,981 ПДК | 5 – 0,011 ПДК | 5 – 0,181 ПДК |
| 6 – | 0,855 ПДК | 6 – 0,841 ПДК | 6 – 0,833 ПДК | 6 – 0,009 ПДК | 6 – 0,154 ПДК |
| 7 – | 0,704 ПДК | 7 – 0,692 ПДК | 7 – 0,686 ПДК | 7 – 0,007 ПДК | 7 – 0,126 ПДК |
| 8 – | 0,553 ПДК | 8 – 0,544 ПДК | 8 – 0,539 ПДК | 8 – 0,006 ПДК | 8 – 0,099 ПДК |
| 9 – | 0,402 ПДК | 9 – 0,395 ПДК | 9 – 0,392 ПДК | 9 – 0,004 ПДК | 9 – 0,072 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании угля
от 4-х источников мощностью по 2 МВт

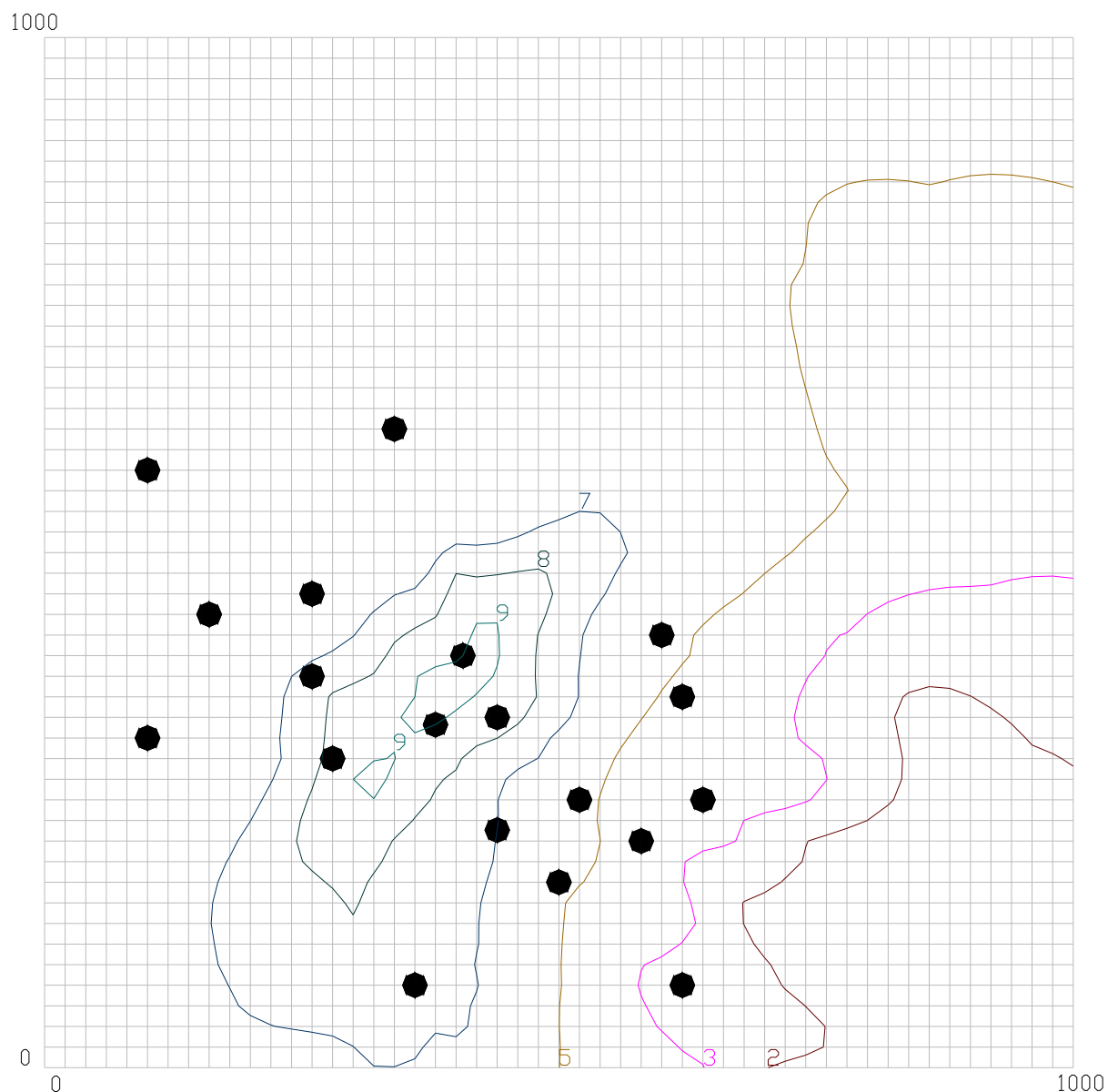
Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | | Сажа | | Ангидрид сернистый | | Углерода окись | | НМЛЮС | |
|----------------|-----------|------|-----------|--------------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 0,861 ПДК | 1 – | 0,135 ПДК | 1 – | 1,299 ПДК | 1 – | 0,002 ПДК | 1 – | 0,026 ПДК |
| 2 – | 0,783 ПДК | 2 – | 0,123 ПДК | 2 – | 1,182 ПДК | 2 – | 0,001 ПДК | 2 – | 0,024 ПДК |
| 3 – | 0,706 ПДК | 3 – | 0,110 ПДК | 3 – | 1,065 ПДК | 3 – | 0,001 ПДК | 3 – | 0,022 ПДК |
| 4 – | 0,628 ПДК | 4 – | 0,098 ПДК | 4 – | 0,947 ПДК | 4 – | 0,001 ПДК | 4 – | 0,019 ПДК |
| 5 – | 0,550 ПДК | 5 – | 0,086 ПДК | 5 – | 0,830 ПДК | 5 – | 0,001 ПДК | 5 – | 0,017 ПДК |
| 6 – | 0,472 ПДК | 6 – | 0,074 ПДК | 6 – | 0,713 ПДК | 6 – | 0,001 ПДК | 6 – | 0,014 ПДК |
| 7 – | 0,395 ПДК | 7 – | 0,062 ПДК | 7 – | 0,595 ПДК | 7 – | 0,001 ПДК | 7 – | 0,012 ПДК |
| 8 – | 0,317 ПДК | 8 – | 0,050 ПДК | 8 – | 0,478 ПДК | 8 – | 0,001 ПДК | 8 – | 0,010 ПДК |
| 9 – | 0,239 ПДК | 9 – | 0,037 ПДК | 9 – | 0,361 ПДК | 9 – | 0,000 ПДК | 9 – | 0,007 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов при сжигании мазута
от 4-х источников мощностью по 2 МВт

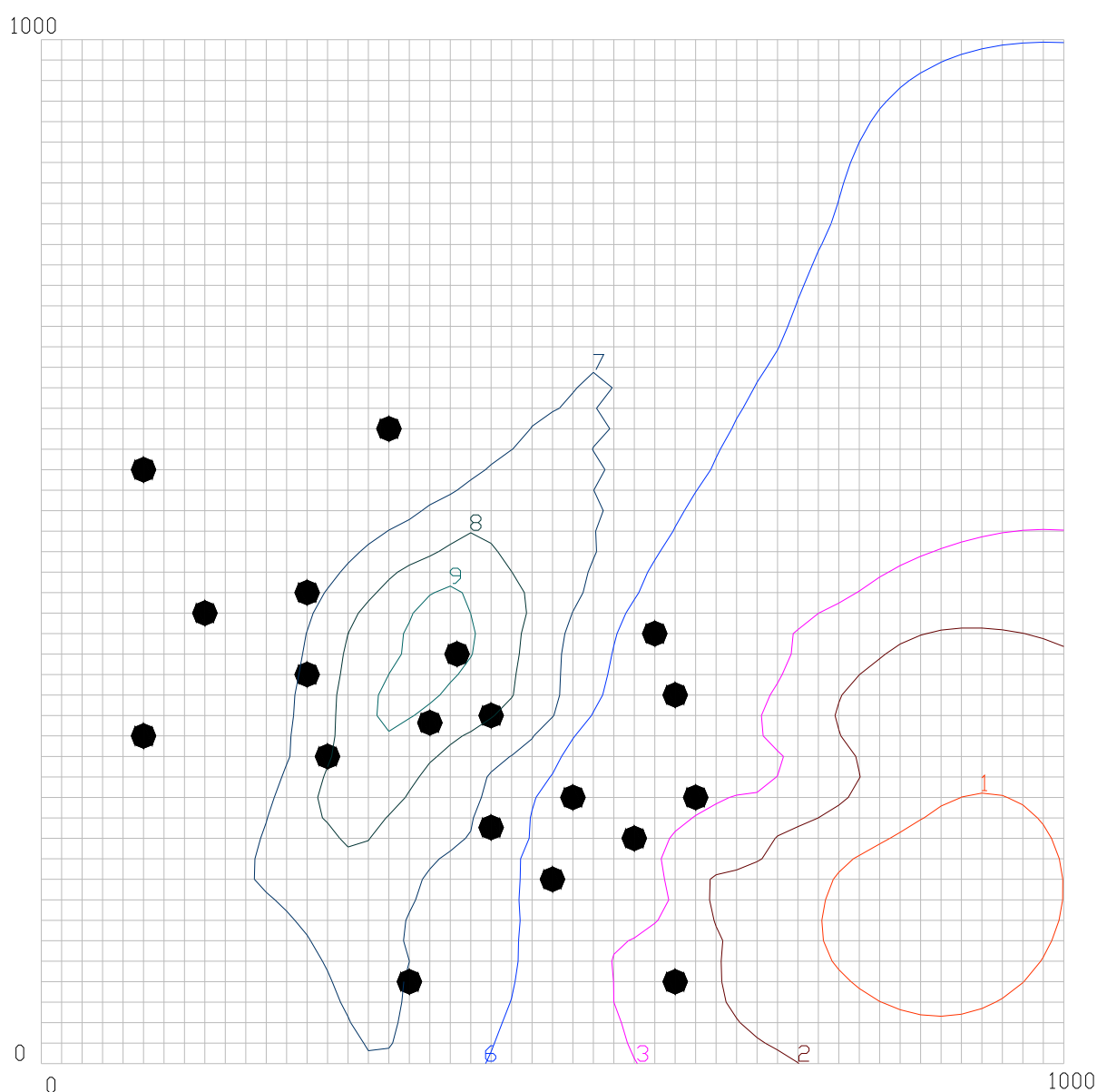
Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | | Углерода окись | | НМЛОС | |
|----------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 1,521 ПДК | 1 – | 0,009 ПДК | 1 – | 0,265 ПДК |
| 2 – | 1,396 ПДК | 2 – | 0,006 ПДК | 2 – | 0,243 ПДК |
| 3 – | 1,270 ПДК | 3 – | 0,006 ПДК | 3 – | 0,221 ПДК |
| 4 – | 1,144 ПДК | 4 – | 0,007 ПДК | 4 – | 0,199 ПДК |
| 5 – | 1,019 ПДК | 5 – | 0,006 ПДК | 5 – | 0,177 ПДК |
| 6 – | 0,893 ПДК | 6 – | 0,005 ПДК | 6 – | 0,155 ПДК |
| 7 – | 0,767 ПДК | 7 – | 0,005 ПДК | 7 – | 0,134 ПДК |
| 8 – | 0,642 ПДК | 8 – | 0,004 ПДК | 8 – | 0,112 ПДК |
| 9 – | 0,516 ПДК | 9 – | 0,003 ПДК | 9 – | 0,090 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов м-на Зеленый
при сжигании природного газа

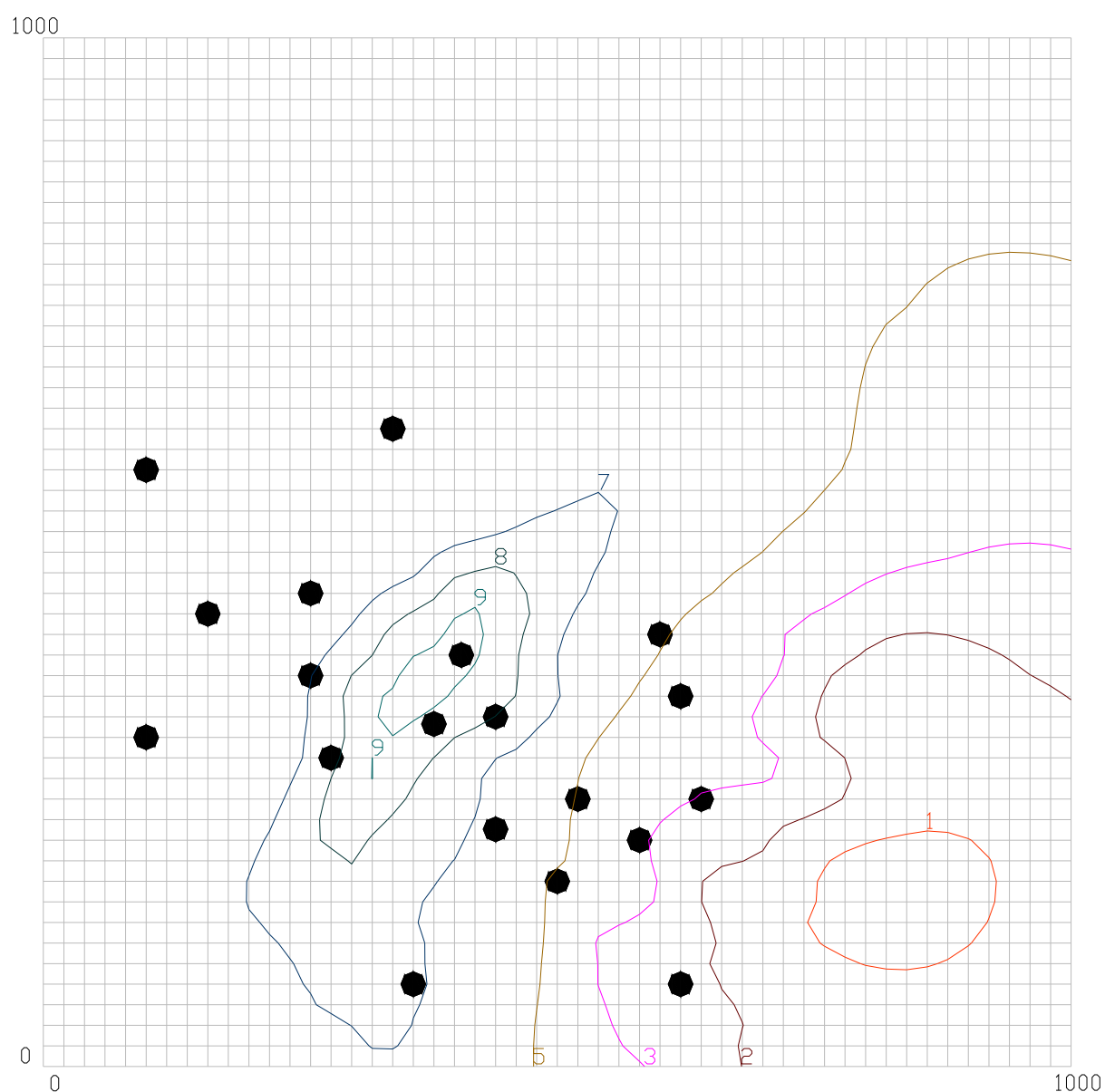
Продолжение приложения Г



| | Зола | Азота двуокись | Ангидрид сернистый | Углерода окись | НМЛЮС |
|-----|-----------|----------------|--------------------|----------------|---------------|
| 1 – | 4,605 ПДК | 1 – 4,759 ПДК | 1 – 4,489 ПДК | 1 – 0,051 ПДК | 1 – 0,808 ПДК |
| 2 – | 4,199 ПДК | 2 – 4,343 ПДК | 2 – 4,094 ПДК | 2 – 0,046 ПДК | 2 – 0,737 ПДК |
| 3 – | 3,793 ПДК | 3 – 3,927 ПДК | 3 – 3,698 ПДК | 3 – 0,042 ПДК | 3 – 0,666 ПДК |
| 4 – | 3,388 ПДК | 4 – 3,511 ПДК | 4 – 3,303 ПДК | 4 – 0,037 ПДК | 4 – 0,596 ПДК |
| 5 – | 2,982 ПДК | 5 – 3,095 ПДК | 5 – 2,907 ПДК | 5 – 0,033 ПДК | 5 – 0,525 ПДК |
| 6 – | 2,576 ПДК | 6 – 2,679 ПДК | 6 – 2,511 ПДК | 6 – 0,028 ПДК | 6 – 0,455 ПДК |
| 7 – | 2,170 ПДК | 7 – 2,263 ПДК | 7 – 2,116 ПДК | 7 – 0,024 ПДК | 7 – 0,384 ПДК |
| 8 – | 1,765 ПДК | 8 – 1,847 ПДК | 8 – 1,720 ПДК | 8 – 0,020 ПДК | 8 – 0,313 ПДК |
| 9 – | 1,359 ПДК | 9 – 1,431 ПДК | 9 – 1,325 ПДК | 9 – 0,015 ПДК | 9 – 0,243 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов м-на Зеленый
при сжигании угля

Продолжение приложения Г



| Азота двуокись | | Сажа | | Ангидрид сернистый | | Углерода окись | | НМЛЮС | |
|----------------|-----------|------|-----------|--------------------|-----------|----------------|-----------|-------|-----------|
| 1 – | 2,236 ПДК | 1 – | 0,347 ПДК | 1 – | 3,353 ПДК | 1 – | 0,005 ПДК | 1 – | 0,105 ПДК |
| 2 – | 2,053 ПДК | 2 – | 0,317 ПДК | 2 – | 3,065 ПДК | 2 – | 0,005 ПДК | 2 – | 0,097 ПДК |
| 3 – | 1,869 ПДК | 3 – | 0,288 ПДК | 3 – | 2,776 ПДК | 3 – | 0,004 ПДК | 3 – | 0,089 ПДК |
| 4 – | 1,685 ПДК | 4 – | 0,258 ПДК | 4 – | 2,488 ПДК | 4 – | 0,004 ПДК | 4 – | 0,081 ПДК |
| 5 – | 1,501 ПДК | 5 – | 0,228 ПДК | 5 – | 2,200 ПДК | 5 – | 0,004 ПДК | 5 – | 0,073 ПДК |
| 6 – | 1,317 ПДК | 6 – | 0,198 ПДК | 6 – | 1,911 ПДК | 6 – | 0,003 ПДК | 6 – | 0,064 ПДК |
| 7 – | 1,133 ПДК | 7 – | 0,168 ПДК | 7 – | 1,623 ПДК | 7 – | 0,003 ПДК | 7 – | 0,056 ПДК |
| 8 – | 0,949 ПДК | 8 – | 0,138 ПДК | 8 – | 1,335 ПДК | 8 – | 0,002 ПДК | 8 – | 0,048 ПДК |
| 9 – | 0,765 ПДК | 9 – | 0,108 ПДК | 9 – | 1,046 ПДК | 9 – | 0,002 ПДК | 9 – | 0,040 ПДК |

Карта-схема рассеивания вредных выбросов м-на Зеленый
при сжигании мазута

Приложение Д. Акты внедрения

Утверждаю

Директор ООО «Квант Энергия»

Р. В. Смиренский

2015 г.

АКТ

внедрения результатов научных исследований

Остапенко Дмитрия Валериевича на тему:

**“Повышение эффективности жаротрубного теплогенератора
за счет улучшения конвективного теплообмена”**

Настоящий акт составлен о том, что в отопительный период 2013-2014 годов с использованием разработок и рекомендаций, полученных в результате научных исследований Остапенко Д.В., были применены в жаротрубном теплогенераторе КВ-ГМ-1,6-95СН, с целью улучшения теплообмена его конвективной части, турбулизаторы потока в виде ломаной ленты, которые устанавливались в трубки конвективного пакета.

Применение турбулизатора позволило уменьшить расход природного газа за отопительный период 2013-2014 годов жаротрубным теплогенератором КВ-ГМ-1,6-95СН работающем на номинальном режиме, по сравнению с аналогичным периодом предыдущих лет, на 16,7 тыс. м³.

Материалы данной диссертационной работы представляют значительный практический интерес. Рекомендации, предложенные автором по конструкции и размещению турбулизатора потока внутри конвективной трубки, позволили повысить энергетическую эффективность теплогенератора на 2% с 92 % до 94 %, а также сэкономить топливо, что в настоящее время является весьма актуальной задачей.

Главный инженер кандидат тех. наук



М. З. Флер

Продолжение приложения Д

Утверждаю
Директор ООО «Квант Энергия»
 Р. В. Смirenский
2015 г.

РАСЧЕТ

**экономического эффекта от внедрения разработок,
направленных на повышение энергетической эффективности
жаротрубного теплогенератора КВ-ГМ-1,6-95СН
для локальных систем теплоснабжения**

1. Сущность внедрения разработки.

Существующая тенденция развития систем локального теплоснабжения в нашей стране обусловила необходимость создания и внедрения высокоэффективных теплогенераторов малой мощности. Базируясь на результатах исследований, Донбасская национальная академия строительства и архитектуры и ООО «Квант Энергия» разработали и внедрили турбулизаторы потока в конструкцию жаротрубного теплогенератора КВ-ГМ-1,6-95СН, работающего на природном газе.

Экономический эффект достигается за счет увеличения теплоотдачи от продуктов сгорания теплоносителя (воде). В результате чего коэффициент полезного действия теплогенератора увеличился на 2 % и составил 94 %.

2. Исходные данные для определения экономического эффекта.

Исходные данные для расчета:

- мощность теплогенератора, $N=1600$ кВт;
- низшая теплота сгорания топлива, $Q=33660$ кДж/м³ (принимается по данным газовой службы);
- значение КПД теплогенератора с турбулизатором (94 %) и без него (92 %), η , в долях;
- цена природного газа $C=1030$ грн/тыс.м³.

3. Расчет экономического эффекта.

Расход топлива, м³/ч, можно определить по формуле:

Продолжение приложения Д

$$B = \frac{3600 \cdot N}{\eta \cdot Q_n}$$

Расход природного газа без турбулизатора потока:

$$B_1 = \frac{3600 \cdot 1600}{0,92 \cdot 33660} = 186 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$B_2 = \frac{3600 \cdot 1600}{0,94 \cdot 33660} = 182,05 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Экономия топлива, $\text{м}^3/\text{ч}$, составит:

$$\Delta B = B_1 - B_2;$$

$$\Delta B = B_1 - B_2 = 186 - 182,05 = 3,95 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В денежном выражении экономия за отопительный период, грн, котлом работающим в номинальном режиме составит:

$$\mathcal{E} = \Delta B \cdot 24 \cdot n \cdot \text{Ц};$$

где n – продолжительность отопительного периода, сут.

$$\mathcal{E} = 3,95 \cdot 24 \cdot 176 \cdot 1,030 = 17185 \text{ грн}.$$

Главный инженер кандидат техн. Наук



Флер М. З.

Утверждаю

Директор КП "Макеевтеплосеть"

Л.А. Рязанцева

2015 г.

АКТ

Утверждаю
Директор КИ
МАКЕВЕЛЛОСЕТЬ

Л.А. Рязанцева

2015 г.

внедрения результатов научных исследований
Остапенко Дмитрия Валериевича на тему:
“Повышение эффективности жаротрубного теплогенератора
за счет улучшения конвективного теплообмена”

Применение турбулизатора позволило уменьшить расход природного газа за отопительный период 2013-2014 годов жаротрубным теплогенератором работающем на номинальном режиме, по сравнению с аналогичным периодом предыдущих лет, на 16,5 тыс. м³.

Начальник службы эксплуатации
КП "Макеевтеплосеть"

Д.А. Шумаков

Продолжение приложения Д

Утверждаю
Директор КП "Макеевтеплосеть"
Л.А. Рязанцева
2015 г.



РАСЧЕТ

экономического эффекта от внедрения разработок, направленных на повышение энергетической эффективности жаротрубного теплогенератора

1. Сущность внедрения разработки.

Существующая тенденция развития систем локального теплоснабжения в нашей стране обусловила необходимость создания и внедрения высокоэффективных теплогенераторов малой мощности. Базируясь на результатах исследований, Донбасская национальная академия строительства и архитектуры и КП "Макеевтеплосеть" разработали и внедрили турбулизаторы потока в конструкцию жаротрубного теплогенератора мощностью 1,6 МВт, работающего на природном газе.

Экономический эффект достигается за счет увеличения теплоотдачи от продуктов сгорания теплоносителя (воде). В результате чего коэффициент полезного действия теплогенератора увеличился на 2 % и составил 94 %.

2. Исходные данные для определения экономического эффекта.

Исходные данные для расчета:

- мощность теплогенератора, $N=1600$ кВт;
- низшая теплота сгорания топлива, $Q=35100$ кДж/м³ (принимается по данным газовой службы);
- значение КПД теплогенератора с турбулизатором (94 %) и без него (92 %), η , в долях;
- цена природного газа $\Pi=1030$ грн/тыс.м³.

3. Расчет экономического эффекта.

Расход топлива, м³/ч, можно определить по формуле:

Продолжение приложения Д

$$B = \frac{3600 \cdot N}{\eta \cdot Q_n}$$

Расход природного газа без турбулизатора потока:

$$B_1 = \frac{3600 \cdot 1600}{0,92 \cdot 35100} = 178,4 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$B_2 = \frac{3600 \cdot 1600}{0,94 \cdot 35100} = 174,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Экономия топлива, $\text{м}^3/\text{ч}$, составит:

$$\Delta B = B_1 - B_2;$$

$$\Delta B = B_1 - B_2 = 178,4 - 174,6 = 3,8 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В денежном выражении экономия за отопительный период, грн, котлом работающим в номинальном режиме составит:

$$\mathcal{E} = \Delta B \cdot 24 \cdot n \cdot \Pi;$$

где n – продолжительность отопительного периода, сут.

$$\mathcal{E} = 3,8 \cdot 24 \cdot 176 \cdot 1,030 = 16532 \text{ грн}.$$

Начальник службы эксплуатации
КП “Макеевтеплосеть”



Д.А. Шумаков

Продолжение приложения Д

Утверждаю

Первый проректор Донбасской национальной
академии строительства и архитектуры

д.т.н., профессор Н.М. Зайченко



АКТ

о внедрении результатов научного исследования Остапенко Дмитрия Валериевича на тему: «Повышение эффективности жаротрубного теплогенератора за счет улучшения конвективного теплообмена» на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.23.03 – теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение.

Этим актом подтверждаем, что результаты научного исследования Остапенко Д.В.: уравнение коэффициента теплоотдачи конвекцией в конвективных трубках жаротрубного теплогенератора с учетом турбулентной вязкости потока; математическая модель движения твердой частицы на горизонтальных участках жаровых трубок теплогенератора; исследования влияния внедрения локальных котельных на загрязнение приземного слоя атмосферы населенных пунктов при сжигании различных видов органического топлива – используются сотрудниками кафедры «Теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция» ДонНАСА при чтении дисциплин «Теплогенерирующие установки», «Вентиляция и аэродинамика вентиляции», «Оценка воздействия на окружающую среду» и включены в рабочие программы указанных дисциплин для специальности 6.060101, 7.06010107 и 8.06010107 «Теплогазоснабжение и вентиляция».

Заведующий кафедрой «Теплотехника,
теплогазоснабжение и вентиляция»
д.т.н., профессор

А.В. Лукьянов