

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ВСЕРОССИЙСКИЙ ДВАЖДЫ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО
ЗНАМЕНИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ
НАУЧНО – ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ОАО «ВТИ»)

На правах рукописи

Сидоркин Владимир Тимофеевич

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЖИГАНИЯ
ПОБОЧНЫХ ГАЗООБРАЗНЫХ ПРОДУКТОВ
СЛАНЦЕПЕРЕРАБОТКИ
В КОТЛАХ ТЭС**

Специальность: 05.14.14 – «Тепловые электрические станции,
их энергетические системы и агрегаты»

Диссертация
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук,
Тугов Андрей Николаевич

Москва 2016

Содержание

Введение.....	5
Глава 1. Современные методы переработки горючих сланцев. Основные способы и проблемы энергетической утилизации сопутствующих газообразных продуктов	10
1.1. Современные технологии переработки горючих сланцев.....	10
1.2. Применение технологий утилизации газообразных продуктов сланцепереработки в энергетических котлах.....	17
1.3. Проблемы при сжигании газов сланцепереработки в энергетических котлах и возможности их решения	23
1.4. Основные направления исследования	27
Глава 2. Свойства побочных газообразных продуктов сланцепереработки и характеристики продуктов их сжигания.....	29
2.1. Газы сланцепереработки как энергетическое топливо	29
2.1.1. Компонентный состав газов сланцепереработки	32
2.1.2. Теплота сгорания и объемы воздуха и продуктов сгорания	35
2.1.3. Адиабатическая температура горения	36
2.1.4. Нормальная скорость распространения пламени	37
2.1.5. Нижний и верхний пределы взрываемости смесей газов с воздухом	43
2.1.6. Число Воббе и оценка применимости горелок типовых конструкций для сжигания газов сланцепереработки	46
2.2. Характеристики дымовых газов	47
2.2.1. Ожидаемые концентрации SO_2	48
2.2.2. Ожидаемые концентрации NO_x	48
2.2.3. Определение температуры точки росы дымовых газов.....	49
2.3. Заключение по главе 2	55
Глава 3. Разработка конструкций горелок для сжигания газов сланцепереработки и методик контроля режимов их работы	56
3.1. Конструктивные и эксплуатационные особенности разработанных и испытанных горелочных устройств	57
3.1.1. Горелки для сжигания генераторного газа.....	57

3.1.2. Горелки для сжигания полукоксового газа	61
3.1.3. Обобщение результатов исследований горелочных устройств для сжигания генераторного и полукоксового газа.....	70
3.2. Разработка методик контроля режимов работы газовых горелок и режимов работы котла при сжигании газов сланцепереработки	72
3.2.1. Методика контроля режима работы горелок с рециркуляцией дымовых газов в дутьевой воздух.....	73
3.2.2. Модификация азотной формулы для расчета коэффициента избытка воздуха при сжигании газов сланцепереработки	76
3.3. Заключение по главе 3	83
Глава 4. Разработка мероприятий по повышению надежности работы котлов при сжигании газов сланцепереработки	85
4.1. Методы повышения надежности хвостовых поверхностей нагрева котла при сжигании газов сланцепереработки	85
4.1.1. Приближенная оценка необходимой температуры подогрева воздуха на входе в ТВП.....	86
4.1.2. Исследование вариантов каскадного распределения воздуха и возможностей использования различных теплоносителей для подогрева воздуха на входе в ТВП.....	88
4.2. Анализ процессов шлакования и теплообмена при совместном сжигании полукоксового газа и сланца.....	95
4.3. Заключение по главе 4	103
Глава 5. Снижение выбросов оксидов азота и серы при сжигании газов сланцепереработки	105
5.1.Снижение выбросов NO_x	105
5.1.1. Выбросы NO_x при сжигании генераторного газа	105
5.1.2. Снижение выбросов NO_x при сжигании полукоксового газа	106
5.2. Снижение выбросов SO_2	118
5.2.1. Испытания по связыванию SO_2 различными сорбентами	119
5.2.2. Промышленные испытания связывания SO_2	121

5.3. Заключение по главе 5	123
Выводы по диссертации	125
Список литературы	127
Приложение А. Разработка математической модели котла ТП-101 на основе программы Boiler Designer	139
Приложение Б. Параметры генераторного газа и сорбента при испытаниях на стенде десульфуризации дымовых газов.....	144
Приложение В. Рекомендации по учету особенностей сжигания газов сланцепереработки при проектировании и реконструкции котлов	146

Введение

Актуальность проблемы. Горючие сланцы принято считать низкосортным топливом из-за невысокой теплоты сгорания (8,00 – 9,50 МДж/кг), большого содержания золы и серы. Прямое сжигание сланцев в энергетических котлах связано со значительными эксплуатационными расходами и сопровождается значительными выбросами вредных веществ с дымовыми газами. Другим, более экологически безопасным направлением энергетического использования горючих сланцев, является их термическая переработка с получением жидкого топлива - сланцевого масла. Это же направление одновременно является и экономически более выгодным. Мировые перспективы дальнейшего использования горючих сланцев связывают именно с этим направлением.

Процессы термической переработки сланца достаточно хорошо изучены и отработаны. Например, регулируя температуру пиролиза и аппаратное оформление процесса, можно изменять соотношение между выходом жидких и газообразных продуктов, менять состав сланцевого масла и побочных газообразных продуктов. Вместе с тем, вопросы рациональной утилизации побочных газообразных продуктов сланцепереработки, до сих пор не имеют однозначного решения. На данном этапе наиболее распространено сжигание газов сланцепереработки в энергетических котлах для производства электроэнергии. Однако, и на этом пути достаточно много проблем и нерешенных задач. Эксплуатация типовых котлов, приспособленных под сжигание газов сланцепереработки, связана с проблемами в области экологии и надежности работы горелок и поверхностей нагрева. Режимы совместного сжигания сланца и газов сланцепереработки имеют ограничения по доле газа из-за проблем со шлакованием поверхностей нагрева и по изменению параметров пара, вызванных изменением теплообмена в котле при замещении одного топлива другим. Таким образом, организация экологически безопасного и эффективного сжигания газообразных продуктов сланцепереработки в энергетических котлах в полном объеме, представляется весьма актуальной задачей.

Для России создание установок для термической переработки сланца с получением жидкого топлива и с эффективной утилизацией образующихся побочных газообразных продуктов его переработки особенно актуально. Разведанные запасы сланца в Ленинградской, Саратовской, Оренбургской и других областях, в республиках Коми, Мордовии, Чувашии и Западной Сибири значительно превышают эстонские.

Актуальность темы подтверждается поддержкой, оказанной работе Министерством образования и науки РФ (проект RFMEF158814X0006).

Целью настоящей работы является разработка мероприятий по повышению эффективности сжигания побочных газообразных продуктов сланцепереработки в существующих и вновь создаваемых котлах с минимальными выбросами вредных веществ в атмосферу.

Для достижения поставленной цели было необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить состав и свойства газов сланцепереработки с точки зрения использования их как газового топлива.
2. По результатам опытно-конструкторских исследований и натурных испытаний разработать основные принципы проектирования горелок для сжигания газообразных побочных продуктов сланцепереработки.
3. На основании анализа расчетно-экспериментальных исследований процессов теплообмена и шлакования разработать рекомендации по увеличению доли полукоксового газа при его совместном сжигании в существующих котлах ТЭС.
4. Оценить воздействие продуктов сгорания на работу хвостовых поверхностей нагрева котлов с позиции низкотемпературной коррозии и разработать рекомендации по повышению их надежности
5. Исследовать влияние различных конструктивных и технологических факторов, в том числе и таких как стадийная подача топлива и воздуха и рециркуляции дымовых газов, на процесс образования оксидов азота при сжигании газов сланцепереработки.

6. Оценить эффективность технологии связывания оксидов серы за счет подачи известняка в топку при сжигании газов сланцепереработки.
7. Обобщить опыт эксплуатации котлов, реконструированных для сжигания газов сланцепереработки.

Научная новизна. По итогам проведенных исследований получены результаты, обладающие научной новизной:

1. Выполнен комплексный анализ газов сланцепереработки (генераторного и полукоксового газа) с позиции энергетического топлива и определены их основные теплотехнические характеристики.
2. Получено экспериментальное подтверждение оптимальности конструкций горелок для сжигания генераторного и полукоксового газа, созданных на основе опытно-конструкторских работ и результатов численного моделирования.
3. Получена совокупность технических, технологических и методических решений по эффективному сжиганию генераторного и полукоксового газа, в том числе, обеспечивающих низкие выбросы NO_x .

Практическая значимость работы заключается в разработке мероприятий и рекомендаций по реконструкции существующих и созданию новых котлов для эффективного сжигания побочных газообразных продуктов сланцепереработки, позволяющих в полном объеме энергетически утилизировать образующиеся в процессе переработки сланца полукоксовый и генераторный газы с минимальными выбросами вредных веществ в атмосферу.

Методы исследования: лабораторный и промышленный эксперимент, численное моделирование и методы математической статистики.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Рекомендации по реконструкции существующих и созданию новых котлов для энергетически эффективного сжигания газообразных побочных продуктов сланцепереработки с экологически безопасными выбросами вредных веществ в атмосферу.

2. Определенные характеристики полукоксового и генераторного газов и продуктов их сжигания.
3. Технические решения для проектирования горелок для сжигания газообразных побочных продуктов сланцепереработки
4. Зависимости влияния рециркуляции дымовых газов и организации ступенчатого сжигания на образование оксидов азота при сжигании полукоксового газа.

Достоверность результатов подтверждается удовлетворительным согласованием экспериментальных данных автора с известными данными из литературных источников и с результатами численного моделирования; согласованием показаний приборов экспериментального контроля со штатными приборами на котле; использованием поверенной современной измерительной аппаратуры; применением апробированных программных пакетов Boiler Designer и Ansys CFX и использованием наиболее проверенных для решаемых задач математических моделей.

Результаты работы внедрены – 1) на четырех котлах БКЗ-75-39ФСл (ст. №№ 5, 6, 7 и 8) Северной электростанции в г. Кохтла-Ярве, входящей в состав фирмы VKG ENERGIA OÜ, 2) на котле ТП-101 Эстонской ЭС (ст. № 2А), 3) на котлах Е-25 и ТС-35 (ст. №№ 1, 2, 4 и 5) теплоэлектростанции предприятия KIVIÕLI KEEMIATÖÖSTUS OÜ в г. Кивиыли, 4) использованы при проектировании и изготовлении шести двухтопливных горелок для котла Е-135-3,2-420ДГ, поставленного котельным заводом «Белэнергомаш-БЗЭМ» фирме VKG ENERGIA OÜ.

Основные результаты работы докладывались и обсуждались на Международной научно-практической конференции «Boiler Designer-2014» «Пакет прикладных программ для расчета теплоэнергетического оборудования» (Москва, 2014); II и III Международных научно-технических конференциях «Использование твердых топлив для эффективного и экологически чистого производства электроэнергии и тепла» (Москва, 2014, 2016); X и XI Международных научно-практических конференциях «Рециклинг, переработка

отходов и чистые технологии» (Москва, 2014, 2015); VIII Международном симпозиуме по сжиганию угля (Пекин, 2015); VII Всероссийской конференции «Реконструкция энергетики – 2015» (Москва, 2015); VII Балтийской конференции по теплообмену (Таллинн, 2015); Международной конференции «IX Семинар ВУЗов по теплофизике и энергетике» (Казань, 2015); IX Всероссийской конференции с международным участием «Горение топлива: теория, эксперимент, приложения» (Новосибирск, 2015).

Глава 1. Современные методы переработки горючих сланцев. Основные способы и проблемы энергетической утилизации сопутствующих газообразных продуктов

1.1. Современные технологии переработки горючих сланцев

Горючие сланцы являются важнейшим мировым энергетическим ресурсом, потенциал которого по разведанным запасам сравним с нефтью [1-4]. Использование горючего сланца в мире развивалось в основном по двум направлениям:

- Энергетическое направление – прямое сжигание горючего сланца в энергетических котлах для производства тепла и электроэнергии;
- Энерготехнологическое – термическая переработка горючего сланца для производства сланцевого масла, химических продуктов и горючего газа.

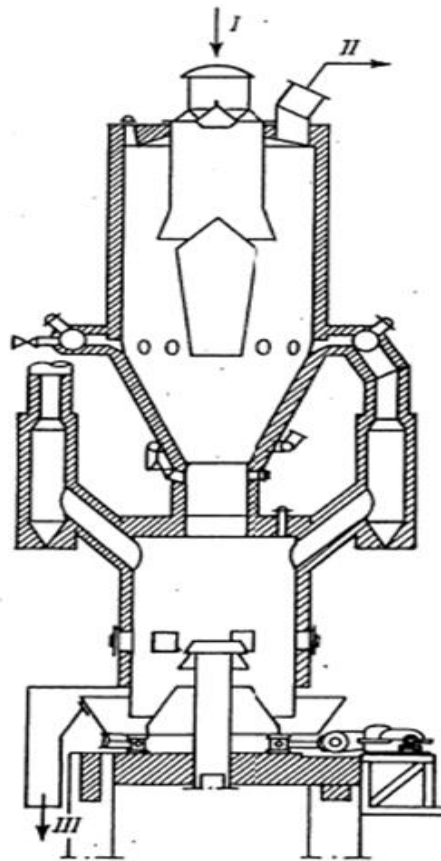
Прямое сжигание сланца наиболее развито в Эстонии [1,5]. Пылевидное сжигание сланца производится в котлах среднего давления типа БКЗ-75-39, которые к настоящему времени постепенно реконструируются под сжигание газов сланцепереработки, и в котлах высокого давления типа ТП-101 (в работе 8 блоков по 200 МВт). Сжигание сланца на современных котлах с ЦКС реализовано на новых блоках, построенных FOSTER WHEELER (два блока по 215 МВт) и ALSTOM (один блок 300 МВт).

Однако, энерготехнологическое направление более перспективно, чем прямое сжигание [6]. Исследования, связанные с добычей и переработкой сланцев по энерготехнологическому направлению, проводятся во многих странах мира [7-9], объем исследований чрезвычайно широк, однако к настоящему времени реальной добычей и переработкой сланцев с получением жидких топлив в промышленных масштабах занимаются только три страны – Эстония, Китай и Бразилия. В Эстонии сосредоточены наиболее эффективные технологии сланцепереработки – технология «Кивитер» и технология «Галотер». Последняя технология имеет модификацию, имеющую название «ENEFIT».

Изучением горючих сланцев в Эстонии и России занимались ученые П. Когерман, К.Лутс, Н.Ф. Погребов, В. Вальгис, М. Виттлих, А.П. Петров, А.Ф. Добрянский и другие [10-12].

Промышленная сланцепереработка в Эстонии берет начало в 1916 году.

С 1921г. для термической переработки сланца применялся генератор Пинча (рисунок 1.1) на сланцеперегонной фабрике в Кохтла.



I - сланец, II - парогазовая смесь, III - коксозольный остаток

Рисунок 1.1 - Схема генератора «Пинч» с принудительным паровоздушным дутьём

Целевым продуктом было сланцевое масло, выход которого составлял до 14 % на тонну сланца. Производительность газогенератора составляла до 35 тонн сланца в сутки. Побочным продуктом был генераторный газ с теплотой сгорания $3,35 - 3,77 \text{ МДж/м}^3$, выход которого был до $350 - 400 \text{ м}^3/\text{т}$ сланца и который использовался для нагрева сланца в генераторе (обратный газ), а его остатки сжигались на свече.

С 1925 года в Силламяэ, а затем с 1930 года в Кивиыли в действие вводят туннельные печи. При этом способе пиролиза сланец нагревается в вагонетках в печах без прямого контакта с каким-либо теплоносителем. Тепло передается через стенки печи, снаружи которой в простенках сжигается собственная парогазовая смесь, выделяющаяся при пиролизе. Теплота сгорания смеси составляла $33,52 - 37,71 \text{ МДж/м}^3$, основная часть ее использовалась для процесса пиролиза (нагрев печей), а остаток сбрасывался в котлы, где сжигался со сланцем. Выход масла был $17 - 18 \%$, выход газа - $40 - 50 \text{ нм}^3/\text{тонну сланца}$. Производительность печей достигала до $400 - 450$ тонн в сутки.

В конце 30-х годов были попытки переработки сланца во вращающейся реторте Дэвидсона, обогреваемой снаружи продуктами сжигания собственного полукокса. Было сооружено четыре печи, они прошли экспериментальную стадию проверки, но в промышленную эксплуатацию запущены не были.

Таким образом, к 1940-м годам в Эстонии действовали генераторы Пинча и туннельные печи, производившие заметное количество жидкого топлива (рисунок 1.1).

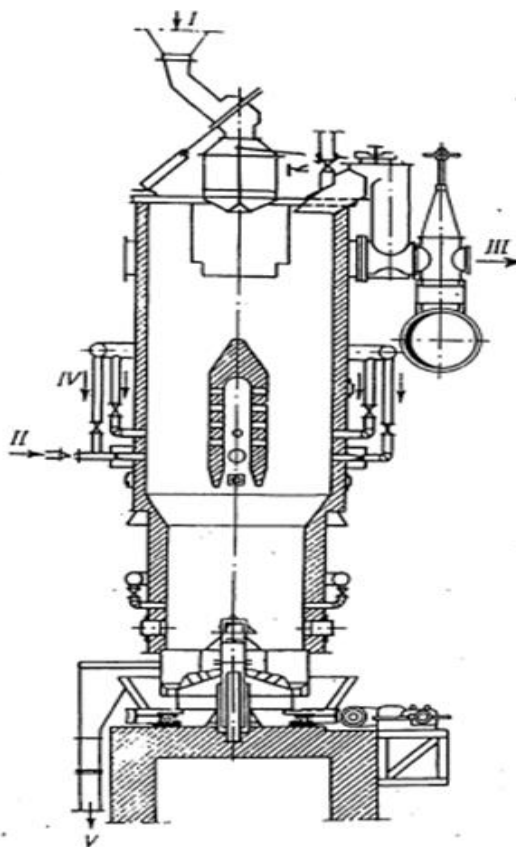
В конце 1940-х годов и в начале 1950-х особое развитие получил метод пиролиза сланца в камерных печах. Конструкцию печей предложили инженеры В.И. Жунко, Л.С. Заглодин, М. Подклетнев. При этом методе выход целевых продуктов сланцепереработки от жидких был смещен к газовым. Теплота сгорания газа составляла $14,66 - 16,76 \text{ МДж/м}^3$, выход газа около $300 - 350 \text{ м}^3/\text{т сланца}$. Камерный газ в послевоенный период позволил решить стратегическую задачу – снабжение газом бытовых и промышленных потребителей северо-востока Эстонии, Таллинна и Ленинграда, к которому специально был проложен газопровод длиной более 200 км, и по которому уже в ноябре 1948 года были поставлены первые объемы камерного газа.

Обобщение опыта эксплуатации камерных печей и возможные перспективы их применения в будущем обсуждаются в работе [13].

Камерные печи находились в эксплуатации до конца 1970-х годов, затем приоритет вновь был смещен в сторону процессов, при которых основным

продуктом пиролиза было сланцевое масло, а газ сланцепереработки становился побочным продуктом.

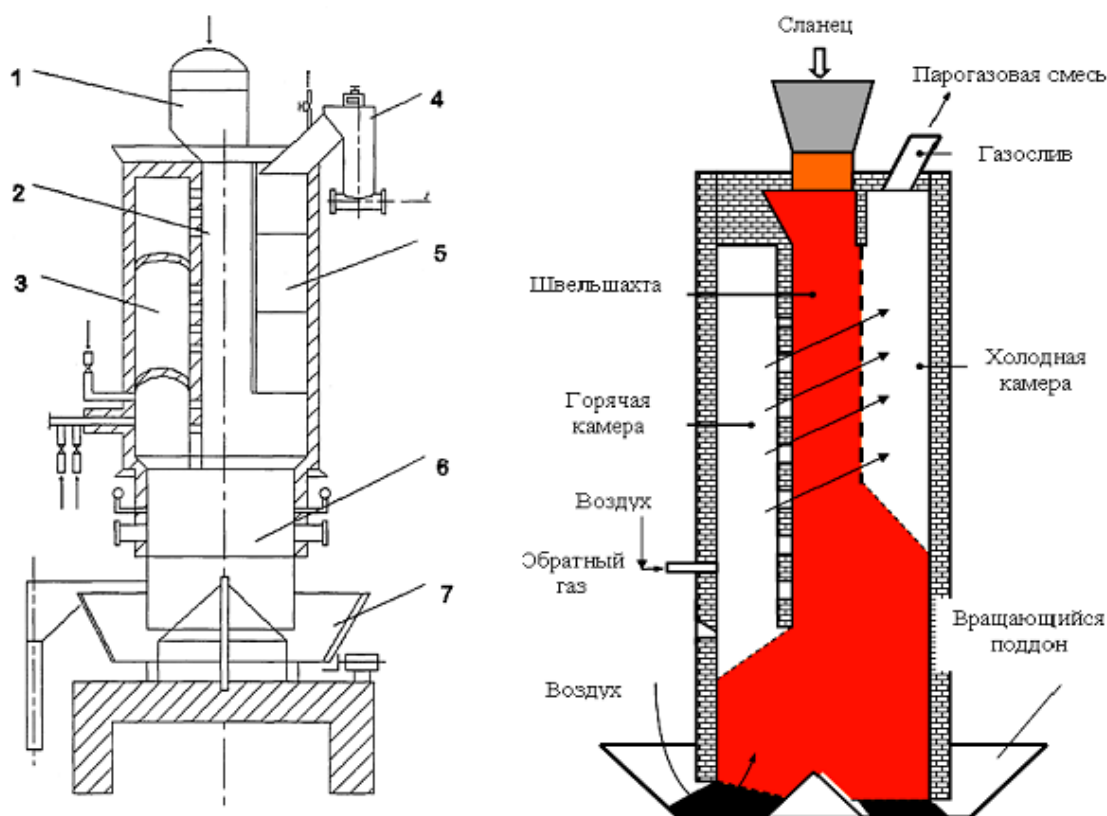
Усовершенствовалась конструкция газогенераторов и увеличивалась их единичная мощность [14]. В 1950-х годах был разработан газогенератор с центральным вводом теплоносителя, схема которого представлена на рисунке 1.2.



I - сланец, II - воздух, III - парогазовая смесь, IV – газ, V – коксозольный остаток

Рисунок 1.2 - Схема газогенератора с центральным вводом теплоносителя

Производительность этого типа газогенераторов увеличилась до 150 тонн в сутки. Дальнейшим развитием газогенераторов стали конструкции с поперечным вводом газового теплоносителя в слой кускового сланца, которые позволили за счет этого увеличить единичную производительность газогенераторов до 250 тонн в сутки, а за счет конструктивного объединения газогенераторов этого типа – и до 1000 тонн в сутки по сланцу. Схема процесса приведена на рисунке 1.3.



а) общий вид

б) схема движения сред в газогенераторе

1 - загрузочная коробка; 2 - шахта полукоксования; 3 - горячая камера; 4 - газослив; 5 - холодная камера; 6 - зона охлаждения; 7 – разгрузочное устройство

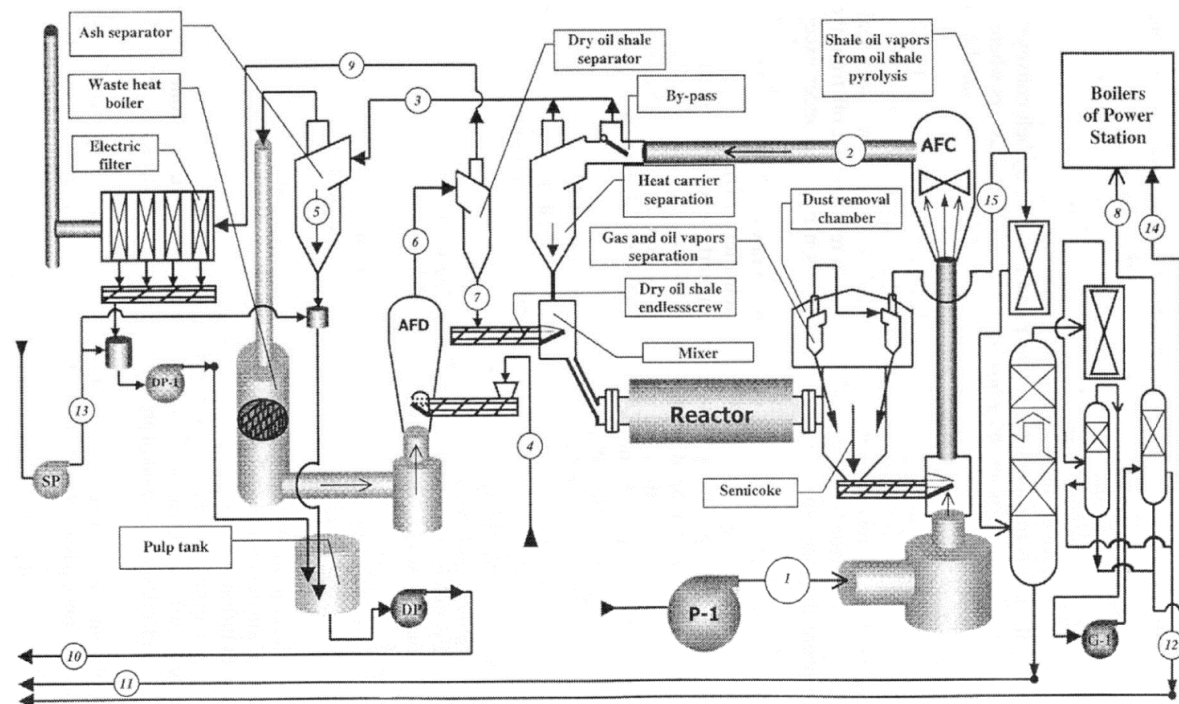
Рисунок 1.3 -Газогенератор с поперечным потоком теплоносителя

Крупнокусовой сланец загружается в вертикальную шахту и продувается поперечным потоком газового теплоносителя. Газовым теплоносителем в процессе пиролиза являются продукты сгорания генераторного газа, который является побочным газообразным продуктом этого процесса сланцепереработки и часть которого возвращается для сжигания в пиролизере из газопровода после установки конденсации. Генераторный газ состоит из водорода, оксида углерода, метана, небольшого количества предельных и непредельных углеводородов и большого количества балласта в виде CO_2 и молекулярного азота. Теплота сгорания газа невысока и может колебаться в пределах от 2,51 до 4,60 МДж/м³, выход газа 420 – 480 м³/т сланца. Подробнее состав генераторного газа и его свойства обсуждаются в главе 2.

Одновременно с процессами переработки кускового сланца (размер кусков 25 – 100 мм) с конца 1940-х годов начинаются исследования процесса переработки мелкозернистого сланца с размером кусков 0 – 25 мм. Процесс разрабатывался российскими учеными под руководством И.С. Галынкера из ЭНИНа им. Г.М. Кржижановского и эстонскими учеными под руководством М.Я. Губергрица из Института химии Академии наук Эстонии и получил название «Галотер» [15-17]. Была построена опытная установка УТТ-1,4 в Таллинне в 1950-х годах, затем опытно-промышленная установка УТТ-200 в Кивиыли производительностью 200 тонн сланца в сутки в 1956-63 годах, затем опытно-промышленная установка УТТ-500 в Кивиыли производительностью 500 тонн сланца в сутки в 1954-60 годах. На основе опыта работы этих установок в начале 1980-х годов было построено две промышленных установки УТТ-3000 вблизи Эстонской ЭС в Нарве. В середине 1990-х годов установки вышли на проектную мощность.

Принципиальная схема процесса приведена на рисунке 1.4. Важным преимуществом процесса является возможность использования в качестве сырья мелкозернистого сланца (размер куска сланца 0-25 мм).

Идея процесса состоит в использовании в качестве теплоносителя золы от сжигания полукокса (остатков пиролиза), который после пиролизера поступает на сжигание в аэро-фонтанную топку. Соответственно, зола после аэро-фонтанной топки выделяется из дымовых газов в циклонах и в необходимом количестве вновь возвращается в пиролизер, в качестве которого используется цилиндрический вращающийся барабан - реторта. Парогазовая смесь после пиролизера и системы очистки от уносимой золы направляется в установку конденсации, где из нее выделяется целевой продукт – различные фракции сланцевого масла и побочный газообразный продукт – полукоксовый газ. Полукоксовый газ состоит из предельных и непредельных углеводородов, метана, водорода, монооксида углерода и небольшого количества балласта в виде диоксида углерода и молекулярного азота.



Reactor – барабанный реактор для пиролиза сланца; Boiler of power station – котлы Эстонской ЭС;
 AFC – аэрофонтанная топка; AFD – аэрофонтанная сушилка; P-1 – воздуходувка; DP – пневмокамерный насос; DP-1 –
 пневмокамерный насос электрофильтра; SP – промывочный насос; G-1 – газодувка. 1 – сжатый воздух; 2 – смесь золы и
 дымовых газов после аэрофонтанной топки; 3 – смесь золы и дымовых газов после аэрофонтанной топки после отбора
 части золы, необходимой для пиролиза сланца; 4 – подача сланца для пиролиза; 5 – зола, сепарированная в циклоне;
 6 – смесь высушенного сланца с отработанным сушильным агентом; 7 – высушенный сланец после циклона;
 8 – полукоксовый газ на сжигание; 9 – дымовые газы к электрофильтру; 10 – зола к земснаряду № 4; 11 – сланцевое
 масло на хранение; 12 – отделенный от воды сланцевый бензин на хранение; 13 – вода на промывку; 14 – фенольная вода
 на утилизацию в котлы; 15 – газообразные продукты пиролиза после разделительной камеры

Рисунок 1.4 - Схема установки Enefit-140, реализованной на Эстонской станции

Низшая теплота сгорания газа достаточно высока – от 33,52 до 54,47 МДж/м³, выход газа 40 - 50 м³/т сланца. Полукоксовый газ является достаточно качественным газообразным топливом. Подробнее свойства газа и продуктов его сжигания анализируются в главе 2.

В 2012 году в Эстонии была построена установка ENEFIT-280. Принцип действия установки аналогичен действующим установкам ENEFIT-140. Наиболее существенным отличием является способ дожигания полукокса в котле с кипящим слоем.

Принципиально известны и даже прошли проверку на лабораторных и опытно-промышленных стендах и другие методы сланцепереработки. Наиболее известные из них - АТР процесс Вильяма Тасюка из канадской провинции Альберта (модификация процесса с твердым теплоносителем), попытка реализации которого в промышленном масштабе была предпринята в Австралии в конце 1990-х – начале 2000-х годов, а позже продолжилась в Китае в 2013-м, бразильский газогенераторный процесс ПЕТРОСИКС и газогенераторный процесс ФУШУНЬ (аналогичный процессу КИВИТЕР) в одноименной китайской провинции [18,19]. Процессы ПЕТРОСИКС и ФУШУНЬ находятся в постоянной промышленной эксплуатации, но в меньших масштабах, чем в Эстонии. Исследуются процессы пиролиза сланца в кипящем слое [20, 21]. Рассматриваются также процессы подземной газификации сланцев.

Но наиболее надежными в промышленной эксплуатации являются две выше описанные технологии – КИВИТЕР и ГАЛОТЕР-ENEFIT.

1.2. Применение технологий утилизации газообразных продуктов сланцепереработки в энергетических котлах

Лишь в одном случае газообразные продукты сланцепереработки рассматривались как основной целевой продукт – газ камерных печей. Газ имел достаточно высокую теплоту сгорания – 14,66 – 16,76 МДж/м³. Перед поставкой потребителям (в том числе, бытовым потребителям) газ проходил очистку от сероводорода. Для очистки был выбран мышьяково-содовый метод как

обладающий наибольшей селективностью к сероводороду. Эффективность метода составляла до 98%. Другими положительными моментами метода были удаление части непредельных углеводородов из газа и хорошая осушка газа от частично сконденсированных высокомолекулярных углеводородов за счет промывки газа в орошаемых скрубберах. С закрытием камерных печей в конце 1970-х годов были закрыты и установки сероочистки камерного газа.

При других процессах сланцепереработки основным продуктом является сланцевое масло, а выделяющиеся в процессе газы являются побочными продуктами, и с целью повышения эффективности процесса сланцепереработки в целом эти газы должны утилизироваться.

Рассматриваются несколько направлений утилизации газообразных побочных продуктов сланцепереработки [22-24]. Первое направление предполагает извлечение ценных химических продуктов из газа. Путем компримирования и охлаждения, например, можно дополнительно выделить часть высокомолекулярных углеводородов [22]. Второе направление предполагает сжигание газа в газовых турбинах и утилизацию тепла турбинного выхлопа в паровом цикле [23, 24]. За счет такой реализации паро-газового цикла можно существенно до 45 – 55% увеличить к.п.д. производства электроэнергии. Как альтернативу газовым турбинам в этом же направлении можно рассматривать сжигание газа в газо-поршневых моторах [25]. Третье направление предполагает прямое сжигание газов в паровых котлах на электростанциях, сохраняя к.п.д. паросилового цикла примерно на прежнем уровне, снижая вредные выбросы и экономя базовое топливо на электростанциях. Первые два направления пока не имеют промышленного применения, хотя расчетные и проектно-конструкторские работы ведутся, проводятся даже полупромышленные испытания, описанные, например, в [25].

Третье направление в настоящее время является единственным, которое широко применяется в промышленном масштабе, но требует повышения эффективности сжигания газа и решения ряда сопутствующих технических и экологических проблем.

Для утилизации генераторного газа на эстонских сланцеперерабатывающих предприятиях, использующих технологию «Кивитер» в Кохтла-Ярве и Кивиыли, с 50-х годов прошлого века использовались типовые газовые котлы-утилизаторы ПКК-75, паровые котлы Е-25, Е-75 и котлы для слоевого сжигания твердого топлива ТС-35. Все котлы были производства Белгородского котельного завода. С 2004 года для сжигания газа начали реконструировать сланцевые котлы БКЗ-75-39ФСл [26].

В качестве горелочных устройств для генераторного газа в Кохтла-Ярве на котлах ПКК-75 применялись циклонные предтопки ЦКТИ (схема на рисунке 1.5).

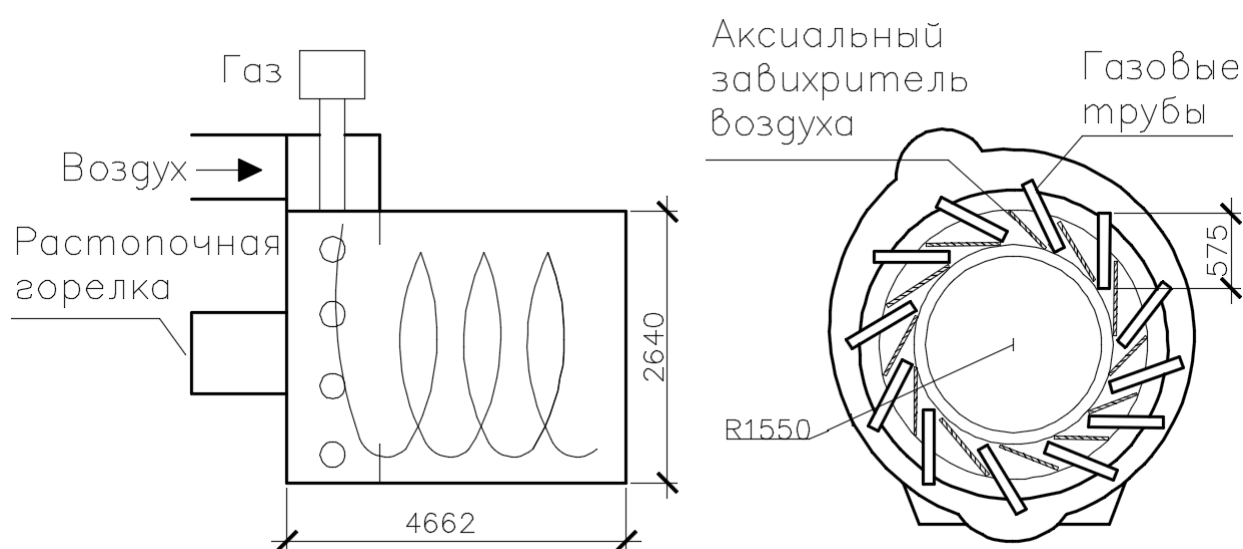


Рисунок 1.5 - Циклонная топка ЦКТИ для сжигания генераторного газа

Предтопки обеспечивали надежное сжигание низкокалорийного генераторного газа, но имели ряд недостатков. Основной из них – громоздкость, вес предтопки составлял 26 тонн. Соответственно, перед пуском предтопки требовали длительного времени разогрева обмуровки специальными горелками камерного (а впоследствии, природного) газа. Надежность воспламенения обеспечивалась большим временем пребывания газов в предтопке. Объем предтопки составлял около $5,5 \text{ м}^3$ и был рассчитан на расход газа около $16\,000 \text{ м}^3/\text{ч}$, что соответствовало тепловой мощности 14 - 16 МВт, отношение объема предтопки к его мощности составляло $0,34 \text{ м}^3/\text{МВт}$.

Котлы Е-75 (БКЗ-75-39Д) при поставке оборудования от завода-изготовителя к потребителю были оснащены горелками доменного газа производства БЗЭМ (схема на рисунке 1.6). Генераторный газ рассматривался на этом котле в качестве базового топлива. Мощность каждой из горелок была около 7,5 МВт, объем предтопка каждой горелки 0,40 м³, в предтопке находились элементы плохо обтекаемых тел для стабилизации воспламенения газа, отношение объема предтопка к мощности – 0,06 м³/МВт.

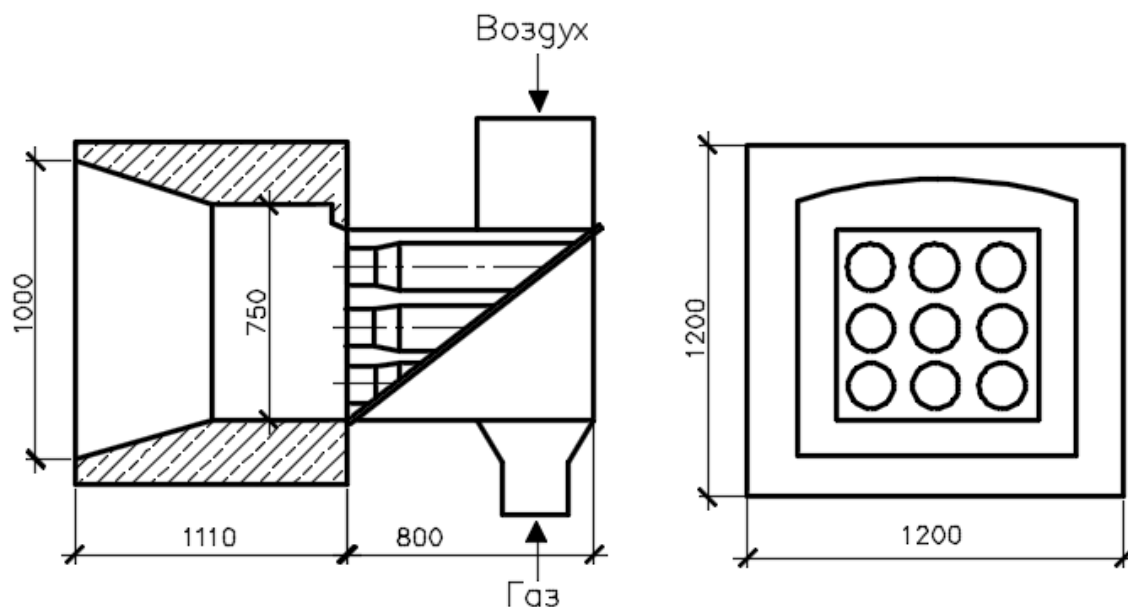


Рисунок 1.6 - Горелки доменного газа для котла Е-75 Белгородского котельного завода

Полученные от БЗЭМ горелки на месте были реконструированы перед установкой на котлы - увеличена единичная мощность каждой горелки до 15 МВт за счет увеличения количества газовых труб с 9-и штук до 18-и штук, увеличен объем предтопка до 1,38 м³, в каждую газовую трубу (диаметр 130 мм) была заведена труба природного газа для обогащения генераторного газа (диаметр 20 мм). Отношение объема предтопка к мощности горелки составило 0,09 м³/МВт. В целом, горелки работали нормально, но распределение природного газа по трубам усложняло конструкцию и создавало неудобства при чистке горелок, хотя наличие природного газа в горелках повышало надежность их работы при колебаниях теплоты сгорания газа. На этом же котле на фронтальном экране была

предусмотрена установка четырех горелок для резервного топлива, в качестве которого на первом этапе рассматривался камерный газ собственного производства, а впоследствии вместо него стал использоваться подведенный на промышленную площадку предприятия природный газ.

В Кивиили на газовых котлах Е-25 ЭНИН им. Г.М.Кржижановского внедрил горелки разработки О.В. Шимановского для сжигания генераторного газа [27]. Горелки имели общий вихревой подвод воздуха и общий центральный подвод газа. Как и все горелки для сжигания низкокалорийных газов горелки Шимановского имели большой теплоизолированный предтопок на выходе. В целом, горелки работали достаточно надежно, но имели трудности эксплуатационного плана при регулировании нагрузки и требовали внимательного регулирования соотношения газ / воздух. К началу 2000-х эти горелки вновь были заменены на трубные горелки (аналоги горелок доменного газа), которые оказались более простыми в эксплуатации.

До 2004 года на предприятии в Кохтла-Ярве существовали также факельные установки для сжигания генераторного газа при возникновении аварийных ситуаций на электростанции предприятия.

Для утилизации полукоксового газа с вводом в эксплуатацию в 1986 году двух установок УТТ-3000 (впоследствии переименованных в ENEFIT-140) все сланцевые котлы ТП-101 на расположенной вблизи сланцеперерабатывающего завода Эстонской электростанции были оснащены щелевыми газовыми горелками разработки ОРГЭНЕРГОСТРОЙ (рисунке 1.7).

Мощность горелок была по 10 МВт, на один корпус котла устанавливались по две газовые горелки, что составляло около 7 % тепловой мощности топки по топливу. Горелки не могли работать самостоятельно, они включались в работу после выхода котла на определенную нагрузку на сланце.

Для сжигания всего полукоксового газа от двух установок УТТ-3000 в сланцевых котлах электростанции в работе постоянно должны были находиться не менее 3 – 4 энергоблоков, т.е. почти половина электростанции.

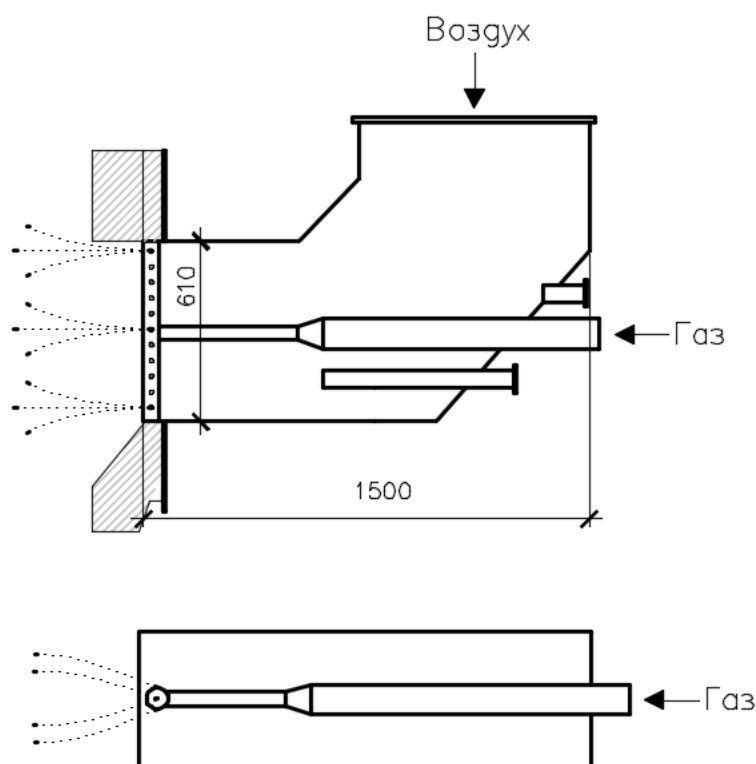


Рисунок 1.7 -Щелевая горелка полукоксового газа конструкции
ОРГЭНЕРГОСТРОЙ для котла ТП-101

В условиях необходимости глубокой регулировки мощности станции в зависимости от цены электроэнергии на свободном рынке актуальной становится задача утилизации всего производимого газа на меньшем количестве энергоблоков, т.е. стало необходимым решать задачу повышения доли газа в тепловом балансе каждого котла.

С 2004 года на сланцевых котлах БКЗ-75-39 стали устанавливать горелки генераторного газа разработки ENTEN ENGINEERING AS [26].

С пуском в 2009 году на VKG AS первой установки по технологии «Галотер» на котлах БКЗ-75-39, уже реконструированных под совместное сжигание сланца и генераторного газа, горелки этой же фирмы (ENTEN ENGINEERING AS) стали использовать и для сжигания полукоксового газа.

В 2014 году на сланцевом котле ТП-101 были установлены шесть газовых горелок полукоксового газа разработки ENTEN-ВТИ тепловой мощностью по 19 МВт, обеспечившие до 40 % тепловой нагрузки топки при совместном сжигании со сланцем. Горелки могут работать как на горячем воздухе, так и на

холодном воздухе, обеспечивая растопку сланцевого котла на полукоксовом газе. Для снижения выбросов оксидов азота предусмотрена подача дымовых газов рециркуляции в газовые горелки.

В 2015 году были изготовлены шесть горелок мощностью по 20 МВт для газового котла Е-135 Белгородского котельного завода. Горелки были разработаны ВТИ и ЕНТЕН. Горелки предусматривают работу на полукоксовом газе и на смеси полукоксового и генераторного газа, для снижения NO_x предусмотрена рециркуляция дымовых газов в дутьевой воздух и организация стадийного сжигания с подачей третичного воздуха выше горелок второго яруса.

1.3. Проблемы при сжигании газов сланцепереработки в энергетических котлах и возможности их решения

Процессы сжигания газов сланцепереработки сопровождались следующими проблемами:

- При сжигании генераторного газа основной проблемой котлов, работающих только на газе, была проблема низкотемпературной сернистой коррозии трубчатых воздухоподогревателей (ТВП). Разрушения труб холодного пакета начинались через три – четыре месяца работы. Повышение температуры подогрева воздуха перед ТВП до 100 – 110 °С лишь несущественно продлевало межремонтную кампанию котла.
- Из проблем, связанных с работой горелок генераторного газа, основной была проблема неустойчивой работы горелок (вплоть до срыва факела) при колебаниях теплоты сгорания газа. В таких ситуациях приходилось открывать дополнительную подачу природного газа в горелки на VKG Energia OÜ или оснащать горелки форсунками подачи жидкого топлива (на котлах электростанции Кивиыли).
- Сжигание полукоксового газа на котле ТП-101 совместно со сланцем приводило к шлакованию топочных экранов и ширмовых пароперегревателей на выходе из топки в случае, если расход полукоксового газа превышал долю в 7 % по теплу. Также отмечалось и

снижение температуры пара промежуточного перегрева. Необходимость повышения доли сжигаемого газа в котлах диктовалась экономической ситуацией на рынке электроэнергии (гибкое изменение количества работающих энергоблоков в зависимости от цены электроэнергии на рынке) и планами предприятия по строительству новых установок сланцепереработки (в частности, планировалось строительство еще двух заводов ENEFIT-280 на площадке вблизи Эстонской ЭС).

- Надежность работы щелевых горелок на котле ТП-101 была не столь высокой, периодическому ремонту около одного раза в год подвергались газораспределительные трубы и выходной горелочный короб.
- Сжигание после 2009 года полукоксового газа на котле E-75 электростанции VKG Energia OÜ в горелках, изначально спроектированных на сжигание камерного газа с внешним газораспределительным коллектором, также сопровождалось обгоранием конструкции горелочной обечайки и прогоранием внешнего газораспределительного коллектора.

Экологические проблемы при сжигании газов сланцепереработки также были существенными:

- Уровень выбросов оксидов серы был достаточно высок при сжигании как генераторного, так и полукоксового газа, и их смесей в любых пропорциях, что, как правило, требовало внедрения мероприятий по их снижению. До 2016 года действовали временные разрешения для некоторых ситуаций (например, для котлов малой мощности), допускавшие работу котлов без установок десульфуризации.
- Уровень выбросов оксидов азота при сжигании генераторного газа, а также смеси генераторного газа и сланца не превышал нормативов и поэтому специальных мероприятий по их снижению не требовалось. При сжигании полукоксового газа уровень выбросов оксидов азота был высоким, до 500 – 700 мг/нм³. Необходимость его снижения диктовалась либо ограничениями по допустимым концентрациям, либо высокой платой за валовые выбросы. То же самое относилось и к сжиганию смесей полукоксового газа с

генераторным или со сланцем. При сжигании смесей газов выбросы NO_x зависели в существенной мере от доли полукоксового газа в смеси. Однако если в котле предполагалось сжигание полукоксового газа не только в смесях, но и в чистом виде, то внедрение мероприятий по снижению NO_x считалось необходимым.

Применение технологий предотвращения низкотемпературной сернистой коррозии обычно предполагает экономическое обоснование, потому что обычно их внедрение связано со снижением КПД котельной установки. Именно на этом основаны рекомендации [28], в которых допускается работа в условиях коррозии с ее прогнозируемой скоростью и с прогнозируемым сроком замены пакетов воздухоподогревателя при работе на сернистых топливах. Однако при утилизационном сжигании газов сланцепереработки к надежности котлов применяются повышенные требования, поскольку их остановки могут привести к необходимости остановки основного производства сланцепереработки. В соответствии с этим важным становится внедрение технологий полного предотвращения низкотемпературной сернокислотной коррозии.

Известны как конструктивные методы защиты от коррозии [29], так и технологические методы [30]. В качестве конструктивных методов рассматривалось изготовление трубчатых воздухоподогревателей из стеклянных труб и применение эмалированной набивки регенеративных воздухоподогревателей, а из технологических методов основным является повышение температуры подогрева воздуха на входе в ТВП. Выбор методов применительно к конкретным условиям будет обоснован отдельно в следующих главах данной работы.

Вопросам снижения опасности шлакования поверхностей нагрева посвящено достаточно много работ [31-33]. Применительно к условиям сжигания сланца и высококалорийного газа наиболее близкими могут быть рекомендации [31] при учете положительного влияния рециркуляции дымовых газов. Однако, для обоснования применимости этих рекомендаций требуются дополнительные

исследования шлакующих свойств топлива, расчеты теплообмена в топке и расчет количества и выбор наиболее подходящего места ввода газов рециркуляции.

Надежная и эффективная работа горелочных устройств является залогом надежной работы котельной установки. В области разработки горелок для сжигания низкокалорийных забалластированных газов сланцепереработки, в частности, генераторного газа, большой объем работ выполнен в ЭНИНе им. Г.М. Крижижановского под руководством О.В. Шимановского [34, 35]. Для сжигания генераторного газа достойны рассмотрения варианты применения горелок для доменного газа, свойства которого близки к свойствам генераторного газа. Горелки такого типа разрабатываются в ЦКТИ (см., например, обзор их конструкций в [36]), а также в Уральском горелочном центре [37]. Свои конструкции для сжигания доменного газа (blast furnace gas) предлагают известные мировые горелочные фирмы John Zink, Coen, Hamforthy, Saacke. Как правило, горелки для этого газа характеризуются низкими скоростями смеси на выходе из горелок и наличием теплоизолированных предтопков или горелочных туннелей для стабилизации факела.

Сжигание забалластированных низкокалорийных газов требует учета состава газа в расчетных зависимостях коэффициента избытка воздуха в горелках и в котле в целом. Известны работы в этом направлении для процессов сжигания доменного газа на металлургических предприятиях [38-41], который имеет состав и теплоту сгорания, близкие к генераторному газу. Но для специфических газов сланцепереработки полезными будут индивидуальные исследования этого вопроса.

Аналогов горелок полукоксового газа среди горелок для сжигания искусственных газов практически не встречается (за исключением упомянутой выше горелки ОРГЭНЕРГОСТРОЙ) главным образом потому, что газов, подобных полукоксовому, не так много. Близкими газами с большим количеством предельных углеводородов (но с полным отсутствием непредельных углеводородов) являются попутные газы нефтяных месторождений. И довольно часто они направляются либо на переработку, либо (сейчас все реже) сжигаются в

факелах на площадке добычи. В любом случае проектирование горелок начинается с определения свойств газов и параметров поставки газов к горелкам. Эти вопросы будут рассмотрены ниже.

Вопросам снижения выбросов основных газовых загрязнителей энергетических котлов, каковыми являются оксиды азота и серы, посвящено достаточно много работ [42-44]. По выбросам серы на газовых котлах радикально решают вопрос обычно только установки обессеривания топлива, либо установки десульфуризации дымовых газов после котла. При сжигании твердого топлива иногда внутрикотельные технологические методы (типа, подачи сорбента в топку или сжигание в котлах с ЦКС) могут обеспечить снижение уровня выбросов оксидов серы до нормативов. Для снижения выбросов оксидов азота, напротив, именно на газовых котлах довольно часто первичными внутритопочными мероприятиями обеспечиваются нормативные значения. В этом направлении наиболее известны работы Рослякова П.В., Сигала И.Я., Енякина Ю.П., Котлера В.Р. и других [45-48]. Основная часть работ относится к сжиганию природного газа, как наиболее распространенному газовому топливу. Снижение оксидов азота при сжигании искусственных газовых топлив, к которым относится и полукоксый газ, обычно является специальной задачей конкретного производства и требует более внимательного подхода и изучения специфических свойств этих газов и их влияния на конструкцию (коксование, обгорание элементов и проч.).

1.4. Основные направления исследования

На основании выполненного анализа процессов сжигания газов сланцепереработки и связанных с ними проблем сформулированы основные направления исследований:

1. Провести более подробные исследования состава и свойств генераторного и полукоксого газа с точки зрения их применения для процессов сжигания газов, прогнозирования влияния состава и свойств продуктов сгорания на

параметры работы горелок и котла, на показатели теплообмена, выполнить оценки экологических показателей процессов сжигания газов.

2. Провести опытно-конструкторские исследования и натурные испытания для разработки основных принципов проектирования горелок для сжигания газообразных побочных продуктов сланцепереработки и разработки соответствующих методик контроля режимов их работы
3. На промышленных объектах выполнить экспериментальные исследования процессов, влияющих на надежность работы котельных установок, таких как теплообмен, шлакование поверхностей нагрева, коррозия хвостовых поверхностей нагрева котлов.
4. Провести экспериментальные и расчетные исследования по оценке выбросов оксидов серы и азота при сжигании газов сланцепереработки, определить эффективность отдельных технологий по снижению выбросов. Особое внимание уделить технологии сжигания с применением рециркуляции дымовых газов в дутьевой воздух, которая может оказаться одинаково эффективной и для снижения выбросов NO_x , и для снижения опасности шлакования поверхностей нагрева (в случае совместного сжигания газов и сланца).
5. Оценить эффективность технологии связывания оксидов серы за счет подачи известняка в топку при сжигании газов сланцепереработки.
6. Обобщить опыт работы реконструированных котлов для разработки рекомендаций по повышению эффективности сжигания газов сланцепереработки.

Глава 2. Свойства побочных газообразных продуктов сланцепереработки и характеристики продуктов их сжигания

В данной главе газы сланцепереработки рассматриваются как газовое топливо. Анализируется также состав продуктов сгорания газов с точки зрения их возможного влияния на процессы в энергетических котлах.

Генераторный газ производят установках, работающих по технологии КИВИТЕР, два предприятия – VKG AS и Kiviõli Keemia Tööstuse OÜ (ККТ). Состав генераторного газа примерно одинаков для двух предприятий, поэтому ниже в таблице 2.1. приведены объединенные данные.

Полукоксовый газ производят три предприятия, работающие по технологии ГАЛОТЕР. Кроме двух вышеназванных, это также и Завод масел предприятия EESTI ENERGIA, на котором в свою очередь в работе две несколько различающиеся технологии – ENEFIT-140 и ENEFIT-280. По этой причине в таблице 2.1. ниже приведены средние составы четырех газов, имеющие некоторые отличия. Для газа ENEFIT-280 приведен только средний состав по причине ограниченного доступа к оперативным данным. Потенциал полукоксового газа, производимого всеми действующими в Эстонии установками сланцепереработки, составляет около 520 МВт по теплу. Около 68 % газа производят три завода ПЕТРОТЕР и два завода ENEFIT-140, имеющие одинаковую технологическую схему и одинаковые режимные параметры, и соответственно, близкий состав газа. Новый завод ENEFIT-280 производит 27 % газа и два завода предприятия ККТ производят 5 % газа от общего количества. Особенности газов этих предприятий будут анализироваться ниже.

2.1. Газы сланцепереработки как энергетическое топливо

В главе 1 отмечалось, что часть компонентов газов могла бы извлекаться для дальнейшего использования в качестве ценного химического сырья. Однако, это является отдельной темой исследования.

Таблица 2.1 - Состав и расчетные показатели газов сланцепереработки

Параметр	Обоз- наче- ние	Едини- ца изме- рения	VKG, Генераторный газ		VKG, Petroter		Eesti Energia, Enefit -140		Eesti Energia, Enefit - 280	Kiviõli Keemia Tööstus. YTT-500	
			среднее	диапазон	среднее	диапазон	среднее	диапазон	среднее	среднее	диапазон
Состав газа*:											
углекислый газ	CO ₂	% об.	16,8	13,44 - 19.21	9,50	2,68 - 13,57	10,98	8,1 - 13,4	0,91	0,88	0,53 - 5,00
этилен	C ₂ H ₄	% об.	0,55	0,43 - 0,94	10,70	7,53 - 12,61	9,15	7,5 -1 1,5	7,25	14,58	12,97 - 15,37
этан	C ₂ H ₆	% об.	0,32	0,25 - 0,65	8,30	4,93 - 9,14	9,15	7,9 - 9,7	8,62	9,71	8,35 - 10,03
пропилен	C ₃ H ₆	% об.	0,21	0,13 - 0,23	7,83	4,65 - 7,88	7,35	6,7 - 8,9	6,38	10,18	8,92 - 10,64
пропан	C ₃ H ₈	% об.	0,1	0,07 - 0,11	2,81	1,97 - 3,23	3,66	2,7 -3 ,9	3,63	2,63	2,28 - 3,05
бутилен	C ₄ H ₈	% об.	0,05	0,01 - 0,08	2,67	0,78 - 3,35	6,00	2,7 - 7,0	6,49	5,71	5,14 - 6,34
бутан	C ₄ H ₁₀	% об.	0,05	0,02 - 0,07	1,12	0,89 - 1,31	1,55	1,1 - 2,3	1,68	0,9	0,76 - 1,10
C ₅ и выше	C ₅ ⁺	% об.	0,5	0,10 - 0,91	6,70	3,73 - 11,19	10,34	4,2 - 13,2	11,17	5,8	3,40 - 10,18
водород	H ₂	% об.	6,2	4,69 - 6,76	14,38	8,85 - 17,52	13,73	11,4 - 18,6	18,14	18,1	17,57 - 20,34
азот	N ₂	% об.	65,59	64,43 - 70,15	8,49	2,42 - 26,84	3,66	2,5 -1 0,9	12,7	2,9	0,94 - 8,11
метан	CH ₄	% об.	1,65	1,30 - 2,00	15,38	10,55 - 21,40	13,73	10,9 - 13,3	15,42	20,55	17,93 - 21,65
монооксид углерода	CO	% об.	5,8	3,44 - 6,33	9,68	8,17 - 12,97	7,32	4,9 - 10,0	7,25	7,74	6,87 - 9,06
кислород	O ₂	% об.	1,75	1,54 - 2,53	0,20	0,02 - 0,97	0,18	0,1 - 1,2	0,18	0,1	0,05 –0 ,22
сероводород	H ₂ S	% об.	0,43	0,23 - 0,54	2,24	0,87 - 3,30	3,2	0,9 - 3,9	0,18	0,22	0,1 - 2 ,0
Итого		% об.	100		100		100		100	100	
Расчетная плотность сухого газа при нормальных условиях	ρ ⁰	кг/нм ³	1,31		1,35		1,52		1,40	1,24	
Низшая теплота сгорания газа, включая C ₅ ⁺	Q _i ^r	МДж/м ₃	3,82		45,05		54,45		54,53	53,42	

Примечание: * - Составы газов определяется на хроматографе. Газы с C₅⁺ оцениваются расчетным путем как дополнение до 100 % к конкретно определяющимся газам. Для расчетов принимается, что C₅⁺ распределяется поровну между пентаном и гексаном.

Окончание таблицы 2.1.

Параметр	Обозначение	Единица измерения	VKG, Генераторный газ	VKG, Petroter	Eesti Energia, Enefit -140	Eesti Energia, Enefit -280	Kiviõli Keemia Tööstus. УТТ-500
Объем RO_2 при $\alpha = 1,0$	$V^{0}_{RO_2}$	нм ³ /нм ³	0,31	1,59	1,92	1,80	1,75
Объем H_2O при $\alpha = 1,0$	$V^{0}_{H_2O}$	нм ³ /нм ³	0,19	2,08	2,49	2,54	2,46
Объем N_2 при $\alpha = 1,0$	$V^{0}_{N_2}$	нм ³ /нм ³	1,31	9,05	10,94	11,03	10,62
Теоретический объем $V^{0}_{пс}$ при $\alpha = 1,0$	$V^{0}_{пс}$	нм ³ /нм ³	1,81	12,71	15,35	15,36	14,84
Теоретический объем воздуха $V^{0}_{в}$ при $\alpha = 1,0$	$V^{0}_{в}$	нм ³ /нм ³	0,83	11,34	13,80	13,80	13,41
Безразмерная топливная характеристика	β	-	0,113	0,407	0,407	0,500	0,485
Концентрация SO_2 в сухих продуктах сгорания при $O_2=3\%$	C_{SO_2}	мг/нм ³	7004	5109	6028	340	430
Число Воббе	W	МДж/м ³	3,80	43,94	50,14	52,35	54,35
Адиабатическая температура горения в холодном воздухе, °C	ϑ_a	°C	1305	2091	2093	2101	2127
Нижний предел восплам. с учетом инертных газов	LEL	об %	24,23	4,52	4,20	4,24	3,60
Верхний предел восплам. учетом инертных газов	UFL	об %	78,11	23,95	22,53	22,92	19,30

В данной работе газообразные продукты сланцепереработки рассматриваются как комплексное углеводородное топливо специфического состава.

2.1.1. Компонентный состав газов сланцепереработки

Основными горючими компонентами генераторного и полукоксового газов являются водород, монооксид углерода, метан, предельные и непредельные углеводороды. Основными балластными компонентами являются диоксид углерода и азот. Оба газа содержат сероводород в разных количествах.

Составы газов и их ключевые параметры газов приведены в таблице 2.1.

Отметим несколько важных особенностей этих газов:

- Генераторный газ имеет экстремально высокое содержание балласта, которое определяет экстремально низкую теплоту сгорания газа, иногда опускающуюся до 2,51 МДж/м³.
- Составы горючей части генераторного и полукоксового газов различаются. Горючая часть генераторного газа среднего состава состоит из - $H_2 = 40,1 \%$, $CO = 37,6 \%$, $CH_4 = 10,7 \%$, $C_nH_{2n+2} = 4,7 \%$, $C_nH_{2n} = 6,9 \%$. Основные компоненты смеси – водород и метан, содержание предельных и непредельных углеводородов уже сравнимо с содержанием метана. Горючая часть полукоксового газа среднего состава состоит из - $H_2 = 18,1 \%$, $CO = 12,2 \%$, $CH_4 = 19,3 \%$, $C_nH_{2n+2} = 19,6 \%$, $C_nH_{2n} = 30,8 \%$. Основные компоненты – предельные и непредельные углеводороды и метан. Водород и оксид углерода содержатся в относительно меньшем количестве. В составе полукоксового газа выше доля высокомолекулярных компонентов, в генераторном газе выше доля водорода и монооксида углерода. Это объясняется более высоким температурным уровнем процесса пиролиза в газогенераторах и, соответственно, более высоким уровнем деструкции углеводородных цепочек.
- Составы газов определяются на хроматографе. Газы с C_{5+} оцениваются расчетным путем как дополнение до 100% к конкретно определяющимся

газам. Для расчетов принимается, что C_{5+} распределяется поровну между пентаном и гексаном.

- Оба газа содержат некоторое количество сконденсировавшихся углеводородов с C_{5+} и выше, которые иногда называют газовым бензином (в отличие от сланцевого бензина, который является легкой фракцией сланцевого масла и является товарным продуктом сланцеперерабатывающих установок). Количество конденсата зависит от условий работы установок конденсации, от температуры наружного воздуха, от условий конденсации в транспортных газопроводах и от других факторов, поэтому не является фиксированной величиной. Из опыта известно, что для генераторного газа количество конденсированных фракций может быть $10 - 25 \text{ г/нм}^3$, а для полукоксового газа $150 - 250 \text{ г/нм}^3$. Соответствующая прибавка к теплоте сгорания генераторного газа может составлять до $1,09 \text{ МДж/м}^3$ газа и до $10,89 \text{ МДж/м}^3$ для полукоксового газа. Однако, в данной работе будут рассматриваться в основном вопросы, связанные со сжиганием именно газовой части, поскольку влияние добавок бензиновых фракций на горение газов достаточно предсказуемо.
- Топливный азот в полукоксовом газе находится в соединениях типа HCN и NH_3 в суммарном количестве не более 120 мг/нм^3 . Даже при его полной трансформации в оксиды азота их концентрация в продуктах сгорания не превысит $25 - 30 \text{ мг/нм}^3$.
- Содержание сероводорода в полукоксовом газе колеблется в значительных пределах. Объяснение этому в следующем. В реактор (в реторту) вместе с топливом поступает теплоноситель в виде горячей золы. Зола содержит в большем или меньшем количестве свободный оксид кальция ($\text{CaO}_{\text{св}}$), который образуется при отжиге известняка, содержащегося в золе сланца и, соответственно, в полукоксе. Полукокс дожигается в аэрофонтанной топке, температура вверху которой регулируется подачей воздуха. При более высокой температуре происходит разложение большего количества карбонатов и в золе оказывается большее количество свободной извести.

Свободная известь в реакторе связывает кислые компоненты, такие как CO_2 и H_2S . На рисунке 2.1 приведена обработка некоторого количества данных по составу газа, из которых видна очевидная связь в одновременном снижении в составе газа CO_2 и H_2S . Данный эффект был отмечен в [49, 50]. Там же отмечается и влияние высоких температур в топке на снижение выхода жидких продуктов.

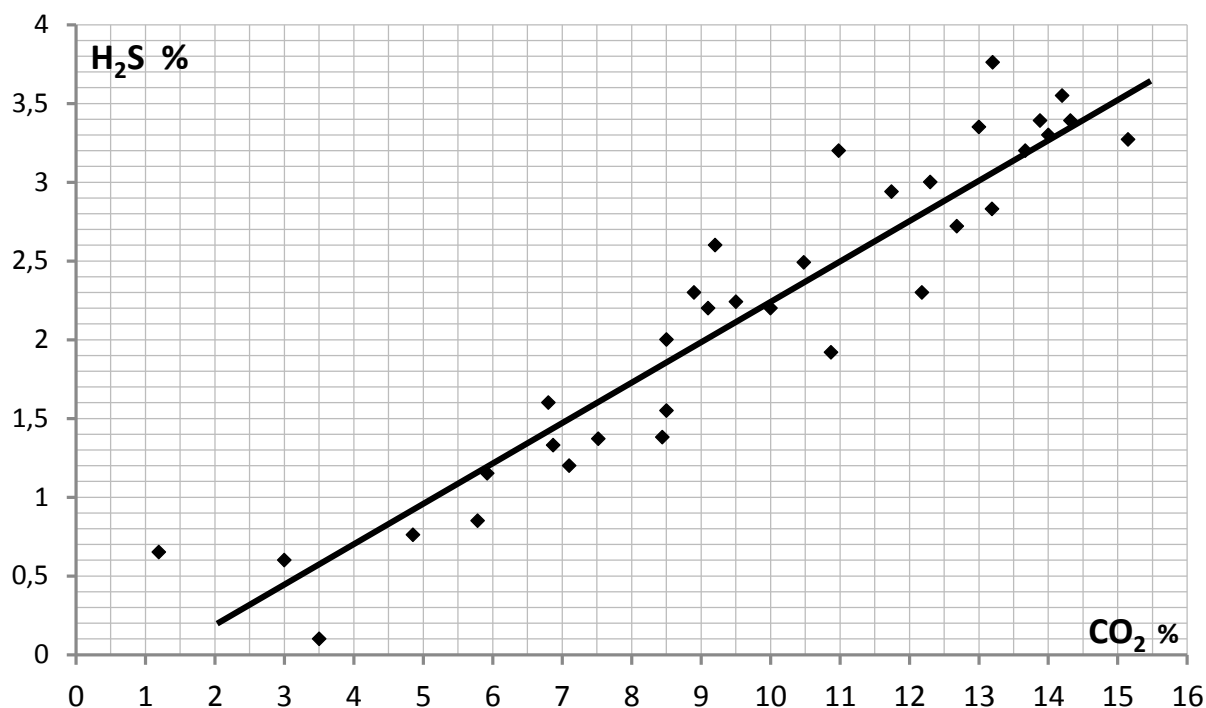


Рисунок 2.1 - Соотношение H_2S и CO_2 в полукоксовом газе

В эксплуатации обычно устанавливается такая температура, при которой сохраняется высокий выход основного продукта (сланцевых масел) при умеренном содержании сероводорода в газовой фазе. Однако, есть и граничные варианты – на установках ККТ температура в верху топки всегда держится высокой, до 820 – 840 °С (по эксплуатационной необходимости сохранения надежной работоспособности других элементов установки), соответственно, средняя концентрация сероводорода в газе очень мала, а на ENEFIT-280 система дожига полукокса включает кроме аэрофонтанной топки также и котел с ЦКС, соответственно, степень разложения карбонатов

зола сланца (зола полукокса) высока, и концентрация сероводорода в газе также мала.

- Содержание азота в полукоксовом газе зависит в основном от условий работы затвора на линии подачи горячей зола в реактор – затвор должен пропускать теплоноситель, но не должен пропускать газовую фазу, содержащую в том числе молекулярный азот. Теоретически содержание азота в газе может быть равным только количеству азота из органической части топлива при маловероятном условии, что весь азот сланца рекомбинирует в молекулярный. В этом случае азота в газе будет не более 1,5 – 2,0%. В реальности содержание азота в газе обычно заметно выше. Особенно много азота в газе ENEFIT-280 (до 12 – 17%), где жидкий азот специально покупают, газифицируют и подают в уплотнения затворов различных элементов установки, где необходимо разделить газовую фазу и твердые продукты. Содержание азота в полукоксовом газе в количестве до 10 – 12 % слабо влияет на понижение его теплоты сгорания и прочие характеристики.

2.1.2. Теплота сгорания и объемы воздуха и продуктов сгорания

Генераторный газ имеет невысокую теплоту сгорания, которая в среднем составляет около 3,35 – 3,77 МДж/м³. Теоретически необходимый объем воздуха на сжигание газа менее 1 м³/м³, объем продуктов сгорания при стехиометрическом соотношении газ-воздух менее 2 м³/м³. Расчеты объемов воздуха и продуктов сгорания здесь и далее выполнялись в соответствии с [51, 52]. Низшая теплота сгорания газовой смеси рассчитывалась по закону аддитивности с учетом объемных долей отдельных компонентов [53, 54]. Сравнимые объемы воздуха и газа накладывают специфические условия для проектирования горелочных устройств, в частности, для организации смешения газа и воздуха, и не имеет большого значения: подается ли газ в воздух, или наоборот. Низкая теплота сгорания газа обуславливает два важных момента для проектирования паровых котлов для этого газа – 1) низкая температура горения требуют больших экранных поверхностей в топке, 2) большой объем

относительно низкотемпературных продуктов сгорания требует развитых конвективных поверхностей котла.

Полукоксовый газ можно отнести к высококалорийным газам. Его низшая теплота сгорания почти в полтора раза превосходит теплоту сгорания природного газа и меняется в пределах $37,70 - 54,50 \text{ МДж/м}^3$. Теоретически необходимое количество воздуха для сжигания газа составляет $9,5 - 13,5 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$, объем продуктов сгорания при стехиометрии $11,0 - 15,0 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$.

Высокое содержание углеводородов в топливе обуславливает высокую светимость факела и, соответственно, высокую интенсивность лучистого теплообмена в топке.

2.1.3. Адиабатическая температура горения

Адиабатическая температура горения в холодном воздухе при коэффициенте избытка воздуха равном единице и без учета диссоциации является важной характеристикой горючих газов. Эту температуру иногда называют жаропроизводительностью [55]. Это условный показатель, позволяющий сравнивать различные топлива и дающий оценку ожидаемым температурам горения в реальных условиях.

Жаропроизводительность не связана напрямую с теплотой сгорания топлива. Жаропроизводительность метана около 2030°C при низшей теплоте сгорания $35,90 \text{ МДж/м}^3$. Теплота сгорания водорода и оксида углерода более чем втрое меньше, чем у метана, а их жаропроизводительность выше, и составляет, соответственно, 2235 и 2370°C . Все углеводороды, особенно непредельные, имеют более высокую (на $80 - 120^\circ\text{C}$) жаропроизводительность, чем метан. Балластные компоненты (N_2 и CO_2) снижают жаропроизводительность смеси газов, причем, CO_2 снижает в большей степени, поскольку имеет более высокую теплоемкость.

Из таблицы 2.1 следует, что расчетная жаропроизводительность генераторного газа составляет $1250 - 1300^\circ\text{C}$, а расчетная жаропроизводительность полукоксового газа составляет $2090 - 2135^\circ\text{C}$, это на $60 - 100^\circ\text{C}$ выше, чем у метана.

Следует отметить важное обстоятельство. Имея в виду, что жаропроизводительность углеводородов с C5+ и выше остается практически постоянной и равной примерно 2120 – 2140°С, следует ожидать, что добавление газбензиновых конденсированных фракций к полукоксовому газу будет приводить только к росту теплоты сгорания газа, но не к росту его жаропроизводительности и реальной температуры пламени.

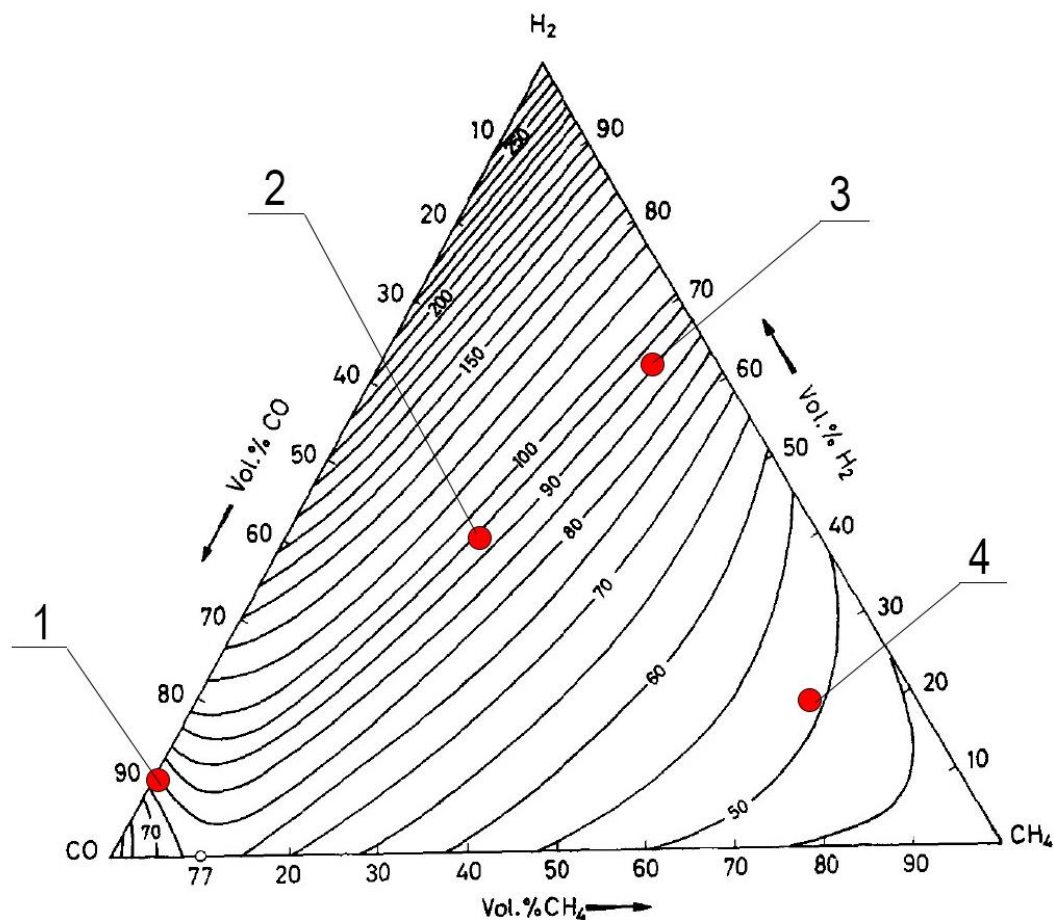
2.1.4. Нормальная скорость распространения пламени

Нормальная скорость распространения пламени является важной характеристикой горючих газов [56-58]. Несмотря на то, что напрямую она не используется в инженерных методиках проектирования и расчета горелок, эта величина, тем не менее, позволяет оценить насколько быстро может гореть конкретный газ в сравнении с известными газами и, в зависимости от этого, позволяет выбирать подходящие конструкции горелок и режимы их работы. Почти для всех однокомпонентных газов эта величина известна на основе прямых измерений. Для многокомпонентных смесей горючих газов, к каковым относятся и газы сланцепереработки, нет методики расчета нормальной скорости распространения пламени по составу, поскольку закон аддитивности для разнородных газов неприменим. Расчетные оценки могут быть выполнены либо через программы кинетики горения, либо на основе опытных данных для различных горючих смесей. Для двухкомпонентных горючих смесей в литературе приводится много опытных данных по измеренным скоростям распространения пламени. Наиболее полно они собраны в [56]. Опытные данные для смесей из трех горючих газов встречаются крайне редко. Одна из немногих таких работ - [59]. Данных по смесям из четырех и более компонентов - не удалось найти.

В газообразных продуктах пиролиза сланца можно выделить три основных горючих газа (водород, моноокись углерода и метан) и две группы горючих газов (предельные и непредельные углеводороды). Также из горючих газов отдельно следует отметить сероводород, а из балластных газов – азот и диоксид углерода.

В [59] приводятся опытные данные по максимальным скоростям распространения пламени трехкомпонентных горючих смесей в воздухе. Они же

обобщены в триангулярную диаграмму, позволяющую графически определять максимальные скорости для произвольных комбинаций трех горючих компонентов – водорода - монооксида углерода – метана (рисунок 2.2.).



- 1 – Горючая часть доменного газа - $U_n^c = 78$ см/с; 2 – Горючая часть коксового газа - $U_n^c = 90$ см/с; 3 – Горючая часть генераторного газа - $U_n^c = 94$ см/с;
4 – Горючая часть полукоксового газа - $U_n^c = 52$ см/с

Рисунок 2.2 - Диаграмма Схолте-Ваагса для максимальных скоростей пламени трехкомпонентных смесей и позиции на ней различных искусственных газов

Максимальные скорости пламени для этих трех газов определены достаточно точно: они составляют для водорода - 265 – 267 см/с, для монооксида углерода - 42 – 46 см/с и для метана - 37 - 38 см/с.

Там же в [59] приводятся рекомендации по учету влияния балластных компонентов в горючем газе на скорость.

На основе рекомендаций [59] была выполнена приближенная оценка максимальной скорости распространения пламени генераторного и полукоксового

газа. Для сравнения и оценки допустимости такого подхода вначале выполнялась оценка скорости пламени для двух других известных искусственных газов – доменного и коксового.

Доменный газ

В доменном газе практически присутствуют только два горючих компонента. Его характерный состав таков – $CO=28 - 30\%$ и $H_2=2,7 - 3,0\%$, метана и углеводородов пренебрежимо мало, балластными компонентами являются азот $N_2=58,0 - 59,0\%$ и двуокись углерода $CO_2= 9,0 - 10,5\%$. Низшая теплота сгорания газа $3,77 - 4,10 \text{ МДж/м}^3$. Пересчет содержания горючих компонентов только на горючую часть дает $CO=91\%$ и $H_2=9\%$. На триангулярной диаграмме эта смесь обозначена точкой 1 и ей соответствует максимальная скорость пламени 78 см/с (рисунок 2.2.). Кстати, поскольку смесь всего лишь двойная, то для нее есть данные и в [56], там значение скорости составляет 75 см/с .

Далее следует воспользоваться рекомендациями по пересчету скорости с учетом балластных компонентов в газе. В [56] предлагается формула:

$$U_H = U \cdot (1 - 0,01 \cdot N_2 - 0,012 \cdot CO_2), \quad (2.1)$$

а в [59] формула:

$$U_H = U \cdot (1 - 0,008 \cdot N_2 + 0,03 \cdot O_2 - 0,016 \cdot CO_2) \quad (2.2)$$

Формула из [59] предложена на основе обработки экспериментов, в которых доля балласта в газе не превышала 11% , а в [56] приведены данные по смесям с долей балласта в заметно более широком диапазоне. При доле балласта до 20% обе формулы дают практически одинаковые результаты. С учетом поправки на содержание балластных компонентов расчет по формулам дает максимальное значение скорости нормального распространения пламени доменного газа 24 см/с ,

что, для сравнения, в полтора раза меньше аналогичной величины для метана, которая составляет 37 – 38 см/с.

Коксовый газ

Основными компонентами коксового газа являются водород $H_2=55 - 57\%$ и метан $CH_4=24 - 26\%$, в заметном количестве присутствует монооксид углерода $CO=6 - 7\%$, в незначительном количестве – углеводороды $C_nH_m=2,0 - 3,0\%$. Балластных компонентов мало, это азот $N_2=6 - 7\%$ и диоксид углерода $CO_2=2-3\%$. Низшая теплота сгорания газа 17,60 – 18,00 МДж/м³.

Для смеси только горючих компонентов состав будет таков – $H_2 = 60,4 - 62,6\%$, $CH_4 = 26,4 - 28,6\%$, $CO = 6,6 - 7,7\%$ и $C_nH_m = 2,2 - 3,3\%$.

Идея приближенной оценки состоит в следующем – попытаться свести многокомпонентную горючую смесь к трехкомпонентной, для которой есть опытные данные по скорости распространения пламени, и далее по известным опытным данным выполнить пересчет скорости с учетом балластных компонентов.

Углеводороды характеризуются следующими особенностями по скорости распространения пламени. Предельные углеводороды (этан, пропан, бутан) имеют скорости в пределах 37 – 43 см/с. Непредельные углеводороды (этилен, пропилен, бутен) имеют скорости 44 – 68 см/с. Из всех перечисленных выше газов (водород, монооксид углерода, метан и углеводороды различных групп) метан и остальные углеводороды наиболее близки друг к другу и по структуре, и по скоростям пламени, и по характеру влияния избытка воздуха на максимальную скорость (максимум находится вблизи стехиометрии или чуть смещен к богатой смеси). Это позволяет допустить возможность их объединения в одну группу, которую может представлять метан. Тем более, что доля углеводородов невелика в сравнении с метаном – до 10%. За счет такого допущения имеется возможность перейти к анализу трехкомпонентной горючей смеси – $H_2 - CO - CH_4$. Следует заметить, что при замещении всех углеводородов метаном, вероятнее всего, оценочная скорость пламени смеси будет несколько занижена, поскольку в

основном скорости пламени замещаемых углеводородов несколько превышают скорость пламени для метана. При указанных пропорциях получим точку 2 на триангулярной диаграмме (рисунок 2.2.). Максимальная скорость распространения пламени горючей смеси составит 90 см/с, а с учетом поправки на балластные компоненты максимальную скорость пламени коксового газа можно оценить в 82 см/с. Это более чем вдвое выше скорости пламени для метана, основной вклад в это вносит водород в значительной концентрации – до 55 – 77%.

Генераторный газ сланцепереработки

Компонентный состав генераторного газа следующий – $H_2=6,2\%$, $CO=5,8\%$, $CH_4=1,65\%$, предельные углеводороды – $C_nH_{2n+2}=0,72\%$, непредельные углеводороды – $C_nH_{2n}=1,06\%$, $H_2S=0,43\%$, $O_2=1,75\%$, $CO_2=16,8\%$, $N_2=65,59\%$. Низшая теплота сгорания $3,82 \text{ МДж/м}^3$.

Состав только горючей части – $H_2=40,1\%$, $CO=37,6\%$, $CH_4=10,7\%$, $C_nH_{2n+2}=4,7\%$, $C_nH_{2n}=6,9\%$. Основные компоненты смеси – водород и метан, содержание предельных и непредельных углеводородов уже сравнимо с содержанием метана. Тем не менее, и в таком количестве эти газы (как и в случае с коксовым газом) логичнее объединять с метаном, чем с водородом или монооксидом углерода. Для трехкомпонентной смеси $H_2 - CO - CH_4$ в пропорции 40,1 – 37,6 – 22,3 максимальная скорость пламени смеси составит 94 см/с (точка 3 на рисунок 2.2.). Скорость достаточно высока из-за высокого содержания водорода в горючей смеси. С учетом поправки на содержание балласта получим максимальную скорость распространения пламени для генераторного газа 13 см/с. Скорость достаточно мала из-за большого содержания балласта в генераторном газе, составляющем до 82 % по объему.

Полукоксовый газ сланцепереработки

Компонентный состав полукоксового газа следующий – $H_2=14,38\%$, $CO=9,68\%$, $CH_4=15,38\%$, предельные углеводороды – $C_nH_{2n+2}=15,58\%$, непредельные углеводороды – $C_nH_{2n}=24,55\%$, $H_2S=2,24\%$, $O_2=0,20\%$, $CO_2=9,50\%$, $N_2=8,49\%$. Низшая теплота сгорания газа $45,04 \text{ МДж/м}^3$.

Состав только горючей части – $H_2=18,1\%$, $CO=12,2\%$, $CH_4=19,3\%$, $C_nH_{2n+2}=19,6\%$, $C_nH_{2n}=30,8\%$. Основные компоненты – предельные и непредельные углеводороды и метан. Водорода и монооксида углерода содержится в относительно меньшем количестве. Это позволяет ожидать смещения значения максимальной скорости распространения пламени в горючей смеси к меньшим скоростям. Заменим все углеводороды метаном, понимая, что за счет этого занижается оцениваемая скорость пламени в смеси, но это позволяет воспользоваться триангулярной диаграммой. Для трехкомпонентной смеси $H_2 - CO - CH_4$ в пропорции 18,1 – 12,2 – 69,7 максимальная скорость пламени смеси составит 52 см/с (точка 4 на рисунке 2.2.). Причина относительно невысокой скорости – в преобладании углеводородов и метана в смеси над водородом и монооксидом углерода. Из анализа триангулярной диаграммы видно, что в области таких высоких концентраций метана изменение скорости пламени будет не столь резким даже при заметном снижении концентрации метана (или углеводородов) в смеси. Например, даже если концентрация метана снизится с 70 % до 50% (с соответствующим увеличением доли водорода и монооксида углерода), то скорость пламени может вырасти только до 55 – 57 см/с. Такова особенность процесса пиролиза сланца на установках с твердым теплоносителем, на которых в полукоксовый газ переходит больше углеводородных газов, чем водорода и CO. Для завершающей оценки скорости было учтено влияние балласта. Максимальная скорость распространения пламени в полукоксовом газе составила 42 см/с. Это немного выше аналогичной величины для метана, что позволяет ожидать хорошего горения полукоксового газа даже в холодном воздухе. Следует отметить также, что реальная скорость нормального распространения пламени полукоксового газа должна быть несколько выше полученного значения, поскольку более быстро горящие углеводороды были заменены метаном.

Влияние температуры на нормальную скорость распространения пламени

Повышение температуры газо-воздушной смеси повышает скорость распространения пламени в соответствии с зависимостью [56]:

$$U_{nt} = U_{no} \left(\frac{T_t}{T_o} \right)^N, \quad (2.3)$$

где показатель N принимается в пределах 1,7 – 2,0,

Пользуясь приведенной зависимостью можно получить практически важную оценку максимальной скорости пламени генераторного газа при его сжигании в горячем воздухе с температурой 220 – 250 °С. С учетом средней температуры генераторного газа в 40 °С и при стехиометрическом соотношении газ-воздух температура газовой смеси составит 140 °С. Соответственно, скорость пламени вырастет с 13 см/с до 30 см/с. Это по-прежнему несколько меньше скорости пламени метана. На этом основании можно ожидать несколько больших трудностей при сжигании даже подогретой смеси генераторного газа и воздуха, чем при сжигании метана в холодном воздухе. В реальности так и происходит, генераторный газ сжигают в подогретом до 220 – 250 °С воздухе в специальных горелках, оснащенных теплоизолированным предтопком.

Полукоксовый газ, имеющий скорость распространения пламени выше, чем скорость природного газа, так же, как и природный газ, без проблем горит в горелках в холодном воздухе.

2.1.5. Нижний и верхний пределы взрываемости смесей газов с воздухом

Пределы взрываемости (или пределы воспламенения) газов с воздухом являются важными характеристиками газов. Практически для всех индивидуальных горючих газов такие пределы определены [60-62]. Наиболее широкие пределы воспламенения имеют водород и монооксид углерода – 4,0 - 75,6% и 12,5 - 74,0% соответственно. Широкие пределы воспламенения у сероводорода – 4,3 и 45,5%. Для метана эти величины составляют 5 и 15%. Достаточно низки нижние пределы воспламенения для предельных и непредельных углеводородов – около 1,5 – 3,0%.

Для расчета пределов воспламенения смесей горючих газов (без балластных компонентов) считается допустимым применять закон Ле-Шателье:

$$П = \frac{1}{\sum_i \frac{C_i}{П_i}}, \quad (2.4)$$

где C_i — объемные концентрации горючих компонентов смеси;

$П_i$ —предел взрываемости этого компонента.

Влияние балластных компонентов на изменение пределов воспламенения горючих смесей в первом приближении может оцениваться по уравнению:

$$П_B = П_{гор} \frac{\left(1 + \frac{B}{1-B}\right) \cdot 100}{\left(100 + П_{гор} \cdot \frac{B}{1-B}\right)}, \quad (2.5)$$

где B —объемная концентрация балластных компонентов в смеси.

Балластные компоненты поднимают вверх оба предела. Для более точных оценок следует учитывать и термодинамические свойства разбавителей (N_2 , CO_2 , H_2O), но это существенно усложняет расчеты.

В таблице 2.1 приведены рассчитанные нижний и верхний пределы взрываемости для генераторного и полукоксового газов в воздухе в зависимости от состава газов. Для генераторного газа нижний предел взрываемости смеси горючих компонентов находится на уровне 4-5%, а верхний предел на уровне 35-37 %. Но наличие большого количества балластных газов (CO_2 , N_2) смещает нижний предел взрываемости генераторного газа к 24-26 %, а верхний предел – к 76-79 %. Нижний предел взрываемости горючей части полукоксового газа составляет 3,2-3,5 % и верхний – 17,0-19,0 %. Для этого газа влияние балластных компонентов менее существенно, тем не менее, в таблице 2.1 приведены пределы для газа реального состава, они составляют 3,6 – 4,5% и 19,3 – 23,9%. Наличие в полукоксовом газе некоторого количества частично сконденсированных компонентов с C_5 и выше и конденсата бензиновых фракций может снижать нижний предел взрываемости газа примерно до 2,0-2,5 %. Для

сравнения, как отмечено выше, нижний и верхний пределы взрываемости метана составляют 4,9% и 15,0%. При таком низком пределе взрываемости следует ожидать более легкого воспламенения полукоксового газа и его стабильного горения в более широком диапазоне избытков воздуха, чем природного газа, что и подтверждается на практике.

Влияние температуры газо-воздушной смеси на пределы воспламенения обычно оценивается по линейному закону:

$$\Pi_H^t = \Pi_H^0 \cdot \left(1 - \frac{t-20}{t_H}\right), \quad (2.6)$$

$$\Pi_B^t = \Pi_B^0 \cdot \left(1 + \frac{t-20}{t_B}\right), \quad (2.7)$$

где коэффициенты t_H имеют значения 1000 – 1250,

коэффициенты t_B имеют значения 800 – 1000.

Подогрев смеси расширяет пределы воспламенения.

Расчет по вышеприведенным формулам показывает влияние температуры горячего воздуха и содержания кислорода (для случая подачи рециркуляции в дутьевой воздух) на пределы взрываемости смесей газов с воздухом. Для процессов сжигания полукоксового газа при возрастании температуры на каждые 100 °С нижний предел воспламенения снижается на 8 - 10 % от своего значения, а верхний повышается на 12 - 15 %. Для генераторного газа повышение температуры на каждые 100 °С вызывает примерно вдвое меньший эффект в части смещения пределов взрываемости, чем для полукоксового газа. При снижении содержания кислорода в смеси воздуха на горение и дымовых газов рециркуляции до 10 - 12 % нижний и верхний пределы взрываемости сближаются и создают опасность для стабильного воспламенения и горения полукоксового газа в смеси воздуха и дымовых газов рециркуляции.

2.1.6. Число Воббе и оценка применимости горелок типовых конструкций для сжигания газов сланцепереработки

Число Воббе является важной характеристикой горючих газов, которая позволяет оценивать применимость одних и тех же конструкций горелок для сжигания газов с различными характеристиками. В частности, определяется возможность достижения проектной мощности горелки при проектном давлении газа перед горелкой при изменении теплоты сгорания и плотности газа. Следует отметить также, что кроме тепловой мощности при сжигании газов с одинаковыми числами Воббе в горелке примерно сохраняется также и аэродинамическое подобие в части глубины проникновения струй газа в сносящий поток воздуха.

Формула для расчета числа Воббе:

$$W = \frac{Q}{\sqrt{\rho}} \quad (2.8)$$

где Q – теплота сгорания топлива (высшая или низшая), МДж/м³;

ρ – относительная плотность газа (по отношению к воздуху).

Для метана эта величина равна 48,2 МДж/м³ (по низшей теплоте сгорания). При различии чисел Воббе в пределах 10 – 15% можно допускать сжигание разных газов в одних и тех же горелках при одинаковом давлении газа перед горелками. Если значения чисел Воббе отличаются в больших пределах, то остаются два пути – либо корректировать давление газа перед горелкой, либо менять и давление газа, и конструкцию горелки. Изменение давления газа приводит к изменению глубины проникновения струй газа в воздушный поток и, соответственно, нарушает проектное смесеобразование газа и воздуха в горелке, что в итоге ухудшает работу горелки. Так что, возможности этого пути ограничены. Второй путь универсален, однако, по существу это проектирование новой горелки под новый газ. Заметим также, что при использовании первого пути следует руководствоваться правилом, что при замене проектного газа на газ

с более высоким числом Воббе следует снижать давление газа перед горелкой и наоборот.

Из сравнения чисел Воббе, приведенных в таблице 2.1, можно сделать следующие заключения:

1. Для генераторного газа невозможно найти аналоги среди горелок природного газа. Необходимо проектирование горелок специальных конструкций.
2. Полукоксовый газ от разных производителей имеет числа Воббе, сравнимые с числом Воббе для метана или природного газа. В принципе, это допускает примерную взаимозаменяемость топлив в одних и тех же горелках. Однако, другие специфические свойства полукоксового газа (более высокая скорость горения, более высокая температура горения, наличие в составе высокомолекулярных углеводородов в газовой и даже в конденсированной фазе, низкое располагаемое давление газа перед горелкой и прочие) определяют целесообразность специального проектирования горелок для этого типа горючего газа.
3. Возможность сжигать природный газ в спроектированных горелках полукоксового газа конструкции ENTEH-ВТИ (конструкции горелок будут описаны ниже) была подтверждена экспериментально на электростанции VKG Energia OÜ. В ситуации при одновременном аварийном останове всех трех установок сланцепереработки ПЕТРОТЕР на электростанцию полностью прекратилась поставка $15\,000\text{ м}^3/\text{ч}$ (это около 200 МВт тепловой мощности) полукоксового газа. В этой ситуации на горелки был подан природный газ. Давление газа перед горелками пришлось держать чуть выше, чем давление полукоксового газа. Горение было стабильным. Нагрузка станции была сохранена.

2.2. Характеристики дымовых газов

Продукты сгорания генераторного и полукоксового газа имеют свои особенности и заметно отличаются друг от друга.

Расходы воздуха на горение и объемы продуктов сгорания приведены в таблице 2.1, а их влияние на работу котла и горелок анализировалось выше в п.2.1.2. В данном разделе рассматриваются более специфические свойства продуктов сгорания.

2.2.1. Ожидаемые концентрации SO_2

Концентрации SO_2 в продуктах сгорания и генераторного, и полукоксового газа могут быть чрезвычайно высокими – от 4000 до 7000 мг/нм³ в сухих газах при $\text{O}_2=3\%$. Допустимый уровень выбросов по SO_2 для новых газовых котлов в Евросоюзе определен в 35 мг/нм³. Для старых котлов существуют специальные разрешения, определяемые мощностью станции, и допускающие работу с выбросами SO_2 до 400 и до 800 мг/нм³. Все варианты требуют оснащения котлов десульфуризационными установками.

Высокое содержание SO_2 в дымовых газах определяет высокий риск низкотемпературной сернистой коррозии хвостовых поверхностей нагрева котлов (экономайзер и воздухоподогреватель), что вызывает необходимость внедрения специальных мероприятий по защите оборудования.

2.2.2. Ожидаемые концентрации NO_x

Директива Евросоюза 2010/75EU определяет выбросы оксидов азота для новых котлов на газовом топливе в 100 мг/нм³ при $\text{O}_2=3\%$ в сухих газах и 200 мг/нм³ для котлов на твердом топливе. Для старых котлов на газе допустимы выбросы в 200 мг/нм³ и в 300 мг/нм³ в зависимости от единичной мощности котла.

Генераторный и полукоксовый газы практически не содержат топливного азота. Это обстоятельство позволяет ожидать образования только «быстрых» и термических оксидов азота.

При сжигании генераторного газа температуры факела достаточно низкая (судя по жаропроизводительности), а сам факел должен быть нетеплонапряженным и растянутым по длине (судя по низкой скорости распространения пламени и по высокой забалластированности топлива). Эти

обстоятельства позволяют ожидать низких концентраций NO_x в дымовых газах. Специальных мероприятий для снижения NO_x не должно потребоваться.

Полукоксовый газ имеет температуру горения на $70 - 100^\circ\text{C}$ выше, чем аналогичная температура для природного газа при прочих равных условиях. Скорость распространения пламени также выше. По своему составу полукоксовый газ содержит достаточно много углеводородов, характер его горения должен быть промежуточным между горением природного газа и жидкого топлива, выбросы NO_x при сжигании последнего обычно выше, чем при сжигании природного газа. Изложенные качественно-количественные факторы позволяют ожидать более высоких концентраций NO_x при сжигании полукоксового газа в сравнении с природным газом при прочих равных обстоятельствах, например, до $450 - 650 \text{ мг/нм}^3$.

Решающую роль в снижении выбросов NO_x должны играть в первую очередь мероприятия, связанные со снижением температуры факела, это – снижение температуры подогрева воздуха на горение, рециркуляция дымовых газов в горелки или в зону горения, ступенчатое сжигание.

2.2.3. Определение температуры точки росы дымовых газов

Высокое содержание сероводорода в генераторном и полукоксовом газах определяет высокие концентрации SO_2 в уходящих газах. Часть SO_2 переходит в серный ангидрид SO_3 , который при реагировании с парами воды в дымовых газах образует пары серной кислоты H_2SO_4 . Конденсация серной кислоты на хвостовых поверхностях нагрева котла вызывает низкотемпературную сернокислотную коррозию. Для решения этой проблемы необходимо, прежде всего, определить температуру точки росы продуктов сгорания генераторного и полукоксового газа. В работе эта величина определялась как экспериментально, так и расчетным путем.

2.2.3.1. Экспериментальные измерения

Наиболее надежными являются экспериментальные определения температуры точки росы в продуктах сгорания на работающих котлах. Такие замеры были выполнены прибором Lancom 200. Принцип действия прибора

соответствует известному измерительному методу с колпачками Джонстона и основан на измерении сопротивления между двумя электродами, которое изменяется при возникновении электропроводящей пленки электролита серной кислоты в момент ее конденсации на измерительном датчике с меняющейся температурой поверхности. Точность измерения температуры данным прибором составляет $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$.

До начала измерений прибор был протестирован на котле, сжигающем природный газ, и на мусоросжигательном котле электростанции ИРУ в Таллинне, оснащенном современной системой газоочистки. На природном газе прибор показал 46°C , а на мусоросжигательном котле температура точки росы составила $54-56^{\circ}\text{C}$ при содержании SO_2 в уходящих газах 45 мг/нм^3 . Измеренные температуры соответствовали расчетным температурам конденсации паров воды для продуктов сгорания природного газа и ожидаемым температурам точки росы для очищенного дымового газа мусоросжигательного котла. На основании выполненных измерений экспериментальную верификацию прибора можно было признать состоявшейся.

Измерения температуры точки росы продуктов сгорания генераторного и полукоксового газов выполнялись на котлах БКЗ-75-39, Е-75 и Е-25. Все котлы были реконструированы для отдельного и совместного сжигания полукоксового и генераторного газов. Измерения выполнялись как на режимах совместного сжигания газов в разных пропорциях, так и при их отдельном сжигании. Нагрузки котлов менялись в пределах 60 – 100 % (на меньших нагрузках котлы обычно не эксплуатируются по причине постоянного расхода горючего газа с пиролизных установок). Содержание кислорода в уходящих газах, как правило, поддерживается в диапазоне 3 – 8 %, в этом диапазоне оно и сохранялось при измерениях. Концентрация серы в полукоксовом газе была в интервале 0,87 – 3,30 %, в генераторном газе - 0,23 – 0,54 % (содержание только в горючей части 1,45 – 3,40 %).

Интересно отметить, что результаты всех измерений находились в узком интервале $130 - 140^{\circ}\text{C}$. Каких-либо определенных зависимостей температуры

точки росы от содержания серы в горючих газах и от содержания кислорода в уходящих газах, а также от типа котла, его нагрузки и пропорций между полукоксовым и генераторным газом при их совместном сжигании установлено не было.

2.2.3.2. Расчетные оценки

Известно достаточно много предлагаемых расчетных формул оценки температуры точки росы [63-69]. Чаще всего расчет основывается на следующих формулах из [64-68]:

Формула Verhoff/Banchero:

$$TD = 1000 / (2,276 - 0,0294 \cdot \ln(PH_2O \cdot 760) - 0,0858 \cdot \ln(C \cdot pSO_2 \cdot 760) + 0,0062 \cdot \ln(C \cdot pSO_2 \cdot 760) \cdot \ln(pH_2O \cdot 760)) - 273 \quad (2.9)$$

Формула Haase/Borgmann:

$$TD = [255 + 27.6 \cdot \lg(pH_2O) + 18.7 \lg(C \cdot pSO_2)] \quad (2.10)$$

Формула Pierce/Mueller/Okkes:

$$TD = 203.25 + 27.6 \cdot \lg(pH_2O) + 10.83 \cdot \lg(C \cdot pSO_2) + 1.06 \cdot \{ \lg(C \cdot pSO_2) + 8 \}^{2.19} \quad (2.11)$$

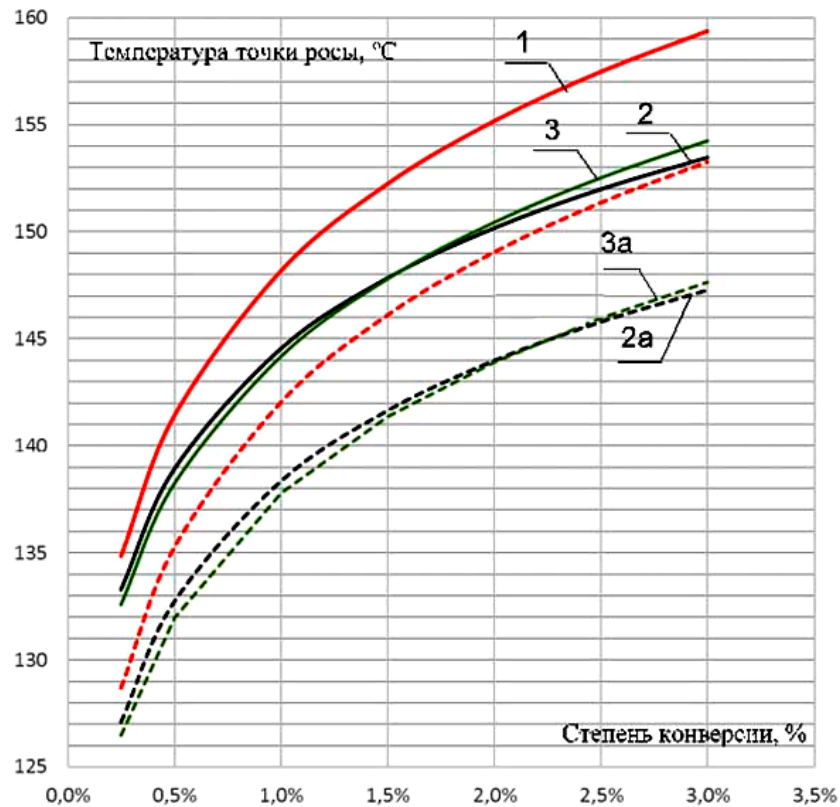
В этих формулах основные параметры – концентрация водяных паров, концентрация SO_2 и степень конверсии SO_2 в SO_3 . Первые два параметра легко считаются по составу топлива и избытку воздуха, а третий параметр должен быть определен отдельно. Для его оценки предлагаются различные подходы. Считается очевидным, что переход SO_2 в SO_3 по реакции (2.12) в первую очередь должен зависеть от константы равновесия, от кинетических констант реакции,

соответственно, от температурных условий в топке, от избыточного кислорода в зоне горения и в топке.



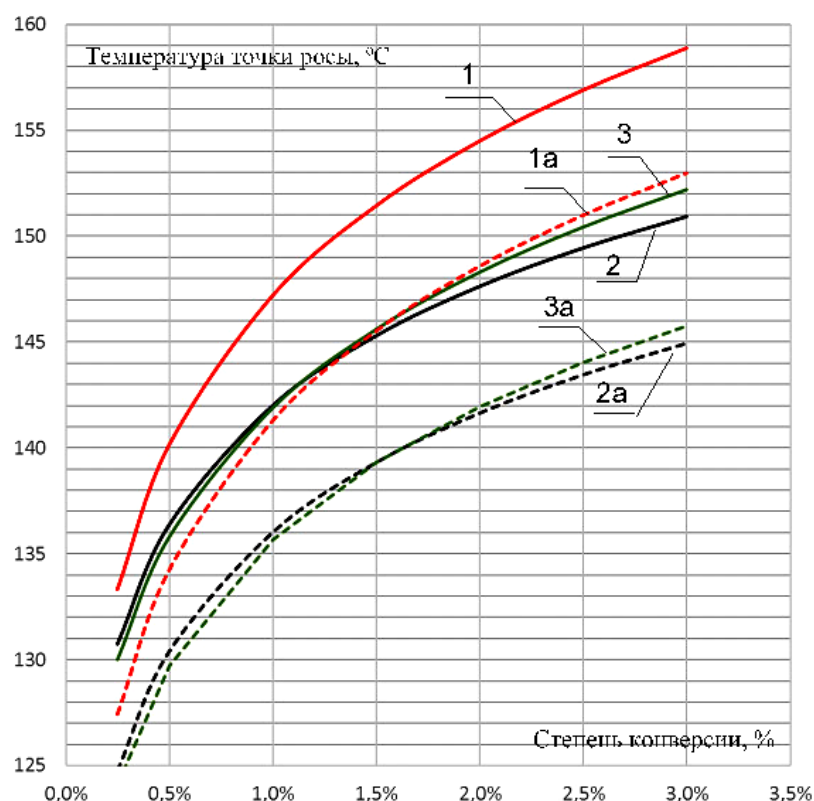
Позднее появились предположения (подтвержденные экспериментально в отдельных работах) о каталитическом влиянии различных микрокомпонентов топлива (в частности, оксидов ванадия) на конверсию, и даже о каталитическом влиянии металла поверхностей нагрева. Однако полной определенности с расчетной оценкой конверсии в известных работах достигнуто не было. Для разных условий в разных работах она оценивалась чаще всего от 0,5% до 3%, хотя в отдельных работах допускалась конверсия и в 5 – 7%.

Расчет температуры точки росы для обоих газов выполнялся по трем формулам из наиболее цитируемых работ [64-68]. Результаты расчетов для продуктов сгорания с содержанием кислорода $\text{O}_2=0\%$ и $\text{O}_2=6\%$ приведены на рисунке 2.3 и рисунке 2.4. Основной вывод из сравнения расчетных кривых – в пределах каждой из методик расчетные оценки температуры точки росы для полукоксового газа и генераторного газа с точностью до 2 – 3 °С совпадают при одинаковых степенях конверсии, соответственно, в совпадении экспериментально замеренных температур точки росы для двух разных горючих газов (полукоксового и генераторного) нет странности. Для температурного диапазона 130 – 140 °С степень конверсии составляет 0,3 -1,7%.



1 – расчет Verhoff/Banchero, при $O_2=0\%$; 2 – расчет Haase/Borgmann, при $O_2=0\%$; 3 – расчет Pierce/Mueller/Okkes, $O_2=0\%$; 1a – расчет Verhoff/Banchero, при $O_2=6\%$; 2a – расчет Haase/Borgmann, при $O_2=6\%$; 3a – расчет Pierce/Mueller/Okkes, $O_2=6\%$

Рисунок 2.3 - Температура точки росы t_{ADP} , °C при сжигании полукоксового газа, при разных содержаниях кислорода



1 – расчет Verhoff/Banchero, при $O_2 = 0\%$; 2 – расчет Haase/Borgmann, при $O_2 = 0\%$. 3 – расчет Pierce/Mueller/Okkes, $O_2 = 0\%$; 1a – расчет Verhoff/Banchero, при $O_2 = 6\%$; 2a – расчет Haase/Borgmann, при $O_2 = 6\%$; 3a – расчет Pierce/Mueller/Okkes, $O_2 = 6\%$

Рисунок 2.4 - Температура точки росы t_{ADP} , °C при сжигании генераторного газа, при разных содержаниях кислорода

Также следует отметить, что диапазон в 130 – 140°C для температуры точки росы для газов с указанным содержанием серы является правдоподобным. Уместными для сернистых газов сланцепереработки представляются выводы одной из основополагающих работ в этой области – работы [70]. В этой работе отмечается слабый рост конверсии SO_2 в SO_3 для топлив, с содержанием серы 1% и выше, и ослабление влияния кислорода на конверсию SO_2 в SO_3 при его содержании в дымовых газах более 2 – 3%. В частности, в качестве примера приводилось значение температуры точки росы в 130°C для дымовых газов при содержании серы в топливе 1% (по весу), а также отмечался рост температуры на 4°C на каждые 1% серы в топливе. В известной работе [71] также указывается на

экспериментальные факты, подтверждающие снижение степени конверсии SO_2 в SO_3 с ростом содержания серы в топливе.

Таким образом, на основании выполненной расчетной оценки и экспериментальных измерений установлено, что температура точки росы для дымовых газов от сжигания полукоксового и генераторного газов составляет $130 - 140^\circ\text{C}$. Эта величина была положена в основу разработки мероприятий по предотвращению низкотемпературной сернокислотной коррозии ТВП на всех котлах, сжигающих оба эти газа как по отдельности, так и в смеси.

2.3. Заключение по главе 2

- Определены важные характеристики горючих газов, необходимые для теплотехнических расчетов, – компонентные составы, низшая теплота сгорания, расходы воздуха и продуктов сгорания, топливная характеристика горючих газов β , адиабатическая температура горения.
- Выполнен расчетный анализ параметров, важных для конструирования горелок – нормальной скорости распространения пламени, пределов взрываемости в воздухе, чисел Воббе.
- Оценены ожидаемые концентрации вредных выбросов NO_x и SO_2 . Указано на необходимость применения специальных мероприятий по снижению выбросов.
- Выполнены экспериментальные и расчетные оценки температуры точки росы дымовых газов, необходимые для разработки мероприятий по предотвращению низкотемпературной сернистой коррозии хвостовых поверхностей нагрева котлов. Температура точки росы для генераторного и полукоксового газа находится в диапазоне $130 - 140^\circ\text{C}$ при концентрации кислорода в уходящих газах 3-8%. Степень конверсии SO_2 в SO_3 при горении генераторного и полукоксового газов составляет 0,3 – 1,7%.

Глава 3. Разработка конструкций горелок для сжигания газов сланцепереработки и методик контроля режимов их работы

Ключевым элементом, позволяющим организовать эффективное сжигание газообразных топлив, являются горелочные устройства. Общие рекомендации по проектированию газовых горелок известны и изложены в различных документах, например, в [72,73]. Расчет струйного смешения газа и воздуха в горелке чаще всего базируется на известной формуле расчета глубины проникновения газовой струи в сносящий воздушный поток из [74] – $h = k * d * \frac{w_1}{w_2} * \sqrt{\frac{p_1}{p_2}}$, где d , w , ρ – соответственно диаметр отверстия выхода газа, скорость и плотность газа и сносящего потока. Для конкретных расчетов в формулу добавляются различные коэффициенты, которые ее не меняют принципиально. Смешение газа и воздуха может быть организовано также за счет соответствующего позиционирования в корпусе горелки газораздаточных трубопроводов и воздушных каналов [75-79]. В современных условиях новые возможности открывает CFD моделирование процессов в горелках [80]. Тем не менее, важнейшим критерием правильности решений, заложенных при проектировании, остается испытания горелок в реальных условиях на промышленных объектах на конкретных горючих газах.

Для контроля газо-воздушного режима работы горелок и котла в целом важнейшим расчетным параметром является коэффициент избытка воздуха, а при работе с рециркуляцией дымовых газов – и степень рециркуляции. Расчет этих параметров связан и с компонентным составом горючего газа, и с анализом состава продуктов сгорания. Методики расчета бывают различными, точными и приближенными, в большей или в меньшей степени учитывающими особенности состава газа [81]. В отдельных случаях бывает целесообразной дополнительная адаптация расчетных методик под конкретный вид газа.

В данной главе анализируются особенности разработанных и внедренных конструкций горелок для сжигания генераторного и полукоксового газа с точки зрения надежности их работы и применимости для рассматриваемых технологий

сжигания, а также рассматриваются особенности использования различных методик контроля режимов работы горелок и котла в целом с учетом специфических свойств газов.

3.1. Конструктивные и эксплуатационные особенности разработанных и испытанных горелочных устройств

3.1.1. Горелки для сжигания генераторного газа

Анализ приведенных в главе 2 характеристик и свойств генераторного газа показывает следующее.

Генераторный газ имеет низкую теплоту сгорания $3,35 - 3,98 \text{ МДж/м}^3$ из-за большого содержания балласта в газе в виде азота и двуокиси углерода. Калориметрическая температура горения газа не превышает 1300°C . Основными горючими компонентами газа являются водород и окись углерода, а также метан и предельные и непредельные углеводороды. Нижний и верхний пределы взрываемости газа в смеси с холодным воздухом составляют 22,3% и 76,4%. Нормальная скорость распространения пламени достаточно низка, около 13 см/с. Число Воббе – около $3,8 \text{ МДж/нм}^3$.

Приведенные данные позволяют характеризовать генераторный газ как медленно горящий газ с низкой температурой горения, требующий для своего сжигания горелок специальных конструкций, существенно отличающихся от традиционных горелок природного газа. Для повышения скорости горения газа и для повышения стабильности его воспламенения (особенно для случаев снижения теплоты сгорания газа по технологическим причинам) желательным является подогрев воздуха до $220 - 250^\circ\text{C}$. По этим же причинам горелки должны оснащаться теплоизолированным предтопком (муфельным предтопком).

Для сжигания больших объемов генераторного газа горелки получаются достаточно громоздкой конструкции по сравнению с горелками природного газа той же мощности. Дополнительное влияние на габариты конструкции оказывают низкая скорость горения газа, что ограничивает использование высоких скоростей выхода из-за опасности отрыва пламени, и сравнимые расхода газа и воздуха, что

в свою очередь увеличивает расход продуктов сгорания примерно на 50% в сравнении с расходом продуктов сгорания природного газа в горелках такой же мощности.

Первоначально были предприняты попытки реализовать сжигание в горелках, конструкция которых определяется как «труба-в-трубе». Такие горелки были разработаны, изготовлены, установлены на котле и испытаны. Их конструкция приведена в таблице 3.1. Мощность каждой горелки – 1,0 МВт. Горелки хорошо работали при стабильном составе газа. Но имели проблемы при колебаниях теплоты сгорания и при розжиге из холодного состояния на холодном котле. Также к недостаткам можно было отнести малую единичную мощность. В частности, на котлах БКЗ-75-39 требовалось сжигать как минимум до 40 000 $\text{нм}^3/\text{ч}$ генераторного газа, соответственно для этого могло потребоваться до 40 горелок, что имеет определенные неудобства.

Рассматривались варианты разработки или модернизации горелок циклонного и вихревого типа, по образцу описанных в главе 1. Однако после анализа возможности компоновки горелок этого типа с топочными экранами эти варианты были отложены по причине трудностей конструкторского типа – круглые амбразуры большого диаметра требовали существенной переделки разводки экранных труб, небольшие расстояния между котлами накладывали ограничения на размещение циклонных предтопок.

Более перспективным был признан путь усовершенствования и адаптации для сжигания генераторного газа типовых конструкций существующих прямоточных горелок для сжигания низкокалорийных газов, которые называют трубными. На основе расчетного анализа были выбраны варианты реконструкции и режимные параметры. Было признано целесообразным применить компоновку двух газо-воздушных регистров с одним общим предтопком (дубль-горелки), применить трубы меньшего диаметра (DN80) и изменить их компоновку с коридорной на шахматную. Скорости выхода газа на номинальной нагрузке было признано целесообразным выбирать в интервале 24 – 28 м/с, скорости воздуха 15 – 22 м/с.

Таблица 3.1 - Список типов горелок генераторного газа

№	Описание типа	Чертеж горелки		Примечания
		Вид сбоку	Вид из топки	
1	Горелка генераторного газа типа труба-в-трубе Заказчик – VKG ENERGIA OÜ Котел №7 – 2012 г. Всего - 4 шт.			
2	Дубль горелка генераторного газа Заказчик – VKG ENERGIA OÜ Котел №5 – 2 горелки – 2004 г. Котел №6 – 2 горелки – 2005 г. Котел №8 – 2 горелки – 2006 г. Котел №7 – 2 горелки – 2006 г. Заказчик – KIVIÕLI KEEMIA TÖÖSTUS OÜ Котел №4 – 2 горелки – 2012 г. Котел №5 – 2 горелки – 2012 г. Котел №5 – 2 горелки – 2015 г. Всего - 14 шт.			

По существу, две горелки с независимым регулированием газа и воздуха на каждую оснащались общим теплоизолированным предтопком. Такая компоновка расширяла диапазон регулирования нагрузки и надежность воспламенения и горения газа в общем предтопке. Выход продуктов сгорания в топку осуществлялся через щели в экранных панелях, организованных разводкой экранных труб. Со стороны предтопка разведенные экранные трубы защищались стойками из шамотного кирпича, которые являлись также дополнительными стабилизаторами пламени.

Опытным путем было установлено, что при сжигании генераторного газа в воздухе, подогретом до $220 - 250^{\circ}\text{C}$ происходит стабильное воспламенение и горение части газа в предтопках с удельным объемом $0,13 - 0,15 \text{ м}^3/\text{МВт}$. Горелки с предтопками с меньшим удельным объемом ($0,10 - 0,13 \text{ м}^3/\text{МВт}$) обеспечивают хорошее смесеобразование, но горение начинается в выходных каналах или в топке. Так, например, дубль-горелки тепловой мощностью по газу 20 МВт имеют объем предтопка $3,0 \text{ м}^3$, включая каналы выхода горячей газо-воздушной смеси из предтопка в топку.

Конструкция дубль-горелок приведена в таблице 3.1. Горелки имеют по два блока вывода газозадушной смеси в общий предтопок. Сопротивление горелок, включая газозадушную систему и предтопок, – $1200 - 1300 \text{ Па}$.

Горелки оснащаются автоматическими запальниками. Зажигание газа и горение в предтопке контролируется датчиком пламени. Сигнал датчика пламени также задействован в системе защиты котла – при пропадании сигнала датчика пламени прекращается подача газа в данную конкретную горелку. Температура продуктов сгорания перед выходом в топку контролируется специальной термопарой. Обычное значение температуры – $650 - 950^{\circ}\text{C}$, это значит, что происходит надежное зажигание и выгорание части газа в предтопке.

На растопочных режимах работы горелок на холодном воздухе предусмотрена подача природного газа для обогащения генераторного. Обычная пропорция в растопочном режиме – $500 \text{ нм}^3/\text{ч}$ природного газа и $5\,000 \text{ нм}^3/\text{ч}$ генераторного. Средняя теплота сгорания газа повышается до $6,70 \text{ МДж/м}^3$. Такой

газ в горелке данной конструкции стабильно горит в холодном воздухе. Тепловая мощность горелки в растопочном режиме около 9 МВт.

К настоящему времени в работе находятся следующие горелки, установленные в период с 2004 по 2015 год: 1) 8 дубль-горелок тепловой мощностью по газу по 20 МВт на паровых котлах БКЗ-75-39 Северной электростанции предприятия VKG ENERGIA OÜ, 2) 4 горелки мощностью по 4 МВт и 2 горелки мощностью по 2,5 МВт на котлах Т-35 электростанции предприятия Kiviõli Keemiatööstus OÜ.

3.1.2. Горелки для сжигания полукоксового газа

Полукоксовый газ является искусственным топливом имеющих ряд важных отличий от природного газа, что определяет необходимость разработки горелок специальных конструкций для его сжигания. Основными отличиями являются более высокая теплота сгорания, более высокая температура горения, более высокая скорость горения и более широкие пределы воспламенения. Газ содержит заметное количество углеводородов с C_5+ в газовой фазе, а также содержит частично сконденсировавшиеся компоненты более тяжелых (бензиновых) фракций.

Горелки должны соответствовать вышеприведенным особенностям полукоксового газа и отвечать следующим специфическим требованиям.

1. Конструкция горелки должна обеспечивать стабильное воспламенение и выгорание топлива.
2. Конструкция горелки должна допускать возможность ее надежной работы при колебаниях теплоты сгорания газа в пределах $\pm 20\%$.
3. Расчет системы газораспределения должен выполняться на ограниченное и невысокое давление газа 10 – 25 кПа, которое определяется располагаемым напором нагнетателя от установки пиролиза.
4. Организация смешения потоков газа и воздуха должна по возможности формировать факел без локальных высокотемпературных зон и с позонным выгоранием топлива с пониженным образованием оксидов азота

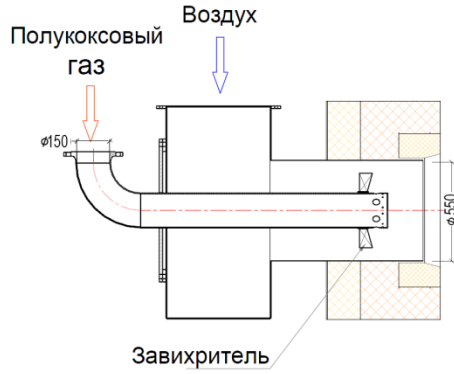
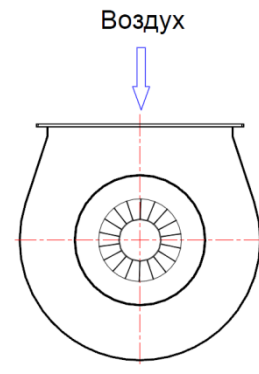
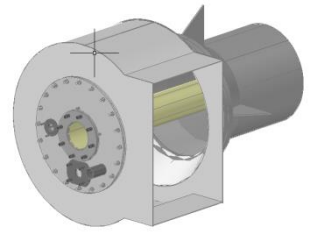
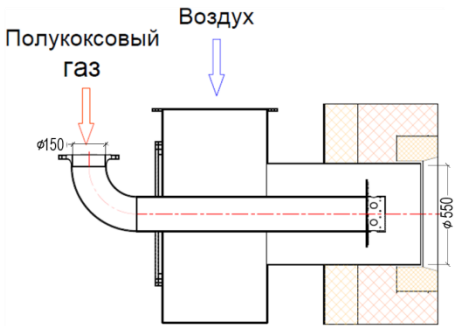
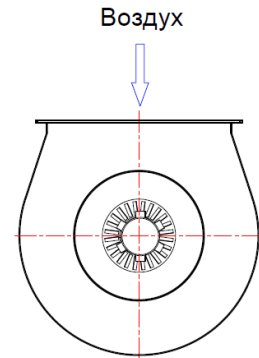
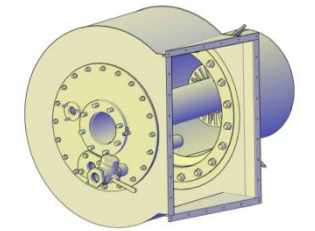
5. Стабильное воспламенение и надежная работа горелки должны обеспечиваться как при сжигании газа в чистом воздухе, так и при его сжигании в смеси воздуха и дымовых газов рециркуляции.
6. Газораспределительная система горелки должна учитывать возможность образования на внутренних поверхностях газовых труб твердых отложений высокомолекулярных углеводородов и предусматривать возможность удобных мероприятий по чистке.

При разработке индивидуальных конструкций горелок учитывались особенности горения газовых струй в воздушном потоке [82-85] и опыт создания подобных конструкций ведущими российскими организациями, например, ЦКТИ [86], и прочими [87,88].

При выработке наиболее подходящих конструктивных решений были исследованы три типа организации газораспределения: 1) внешний кольцевой газовый коллектор, 2) центральный газовый коллектор и 3) система с газораспределительными трубами, расположенными по сечению горелки, и с пилотной горелкой в центральной части.

Наименее работоспособными на полукоксовом газе оказались горелки с внешним газовым коллектором, у которых струи газа направлены внутрь воздушного потока к оси горелки. Такая конструкция имела два принципиальных недостатка при сжигании полкоксового газа: 1) на малых нагрузках при малых скоростях выхода газа горение начиналось вблизи газового коллектора, и коллектор довольно часто прогорал; обгорала и внешняя стальная обечайка горелки, 2) периферийный кольцевой газовый коллектор было практически невозможно очистить от внутренних загрязнений. Попытки избавиться от указанных недостатков конструкции не привели к результату. Доработка данной конструкции была признана бесперспективной. В дальнейшем все исследования были сосредоточены на разработке конструкций горелок двух других типов. Конструкции и основные размеры горелок приведены в таблице 3.2. Особенности их эксплуатации представлены ниже.

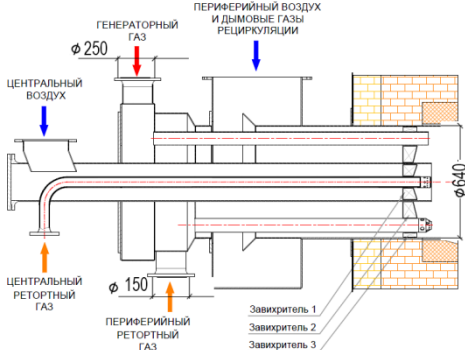
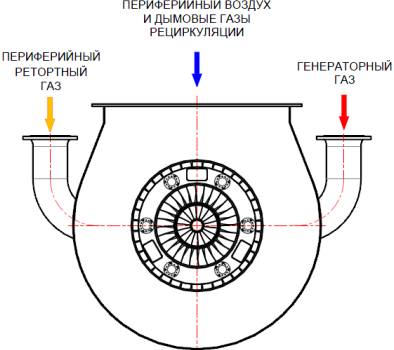
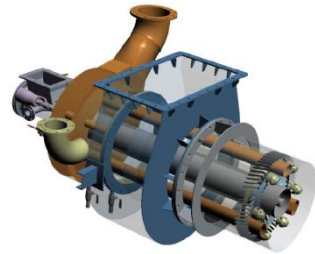
Таблица 3.2 - Список типов горелок ретортного газа

№	Описание типа	Чертеж горелки		Примечания
		Вид сбоку	Вид из топки	
1	Горелка E-10-SL Горелка с плоским торцом и лопаточным завихрителем воздуха в центральной части Заказчик – VKG ENERGIA OÜ Котел №5 – 1-й ярус Реконструкция 2010 года Котел №6 – 2-й ярус Реконструкция 2012 Котел №8 – 1-й ярус Реконструкция 2010 г. Всего - 6 шт.			
2	Горелка E-10-SD Горелка с дисковым завихрителем воздуха в центральной части Заказчик – VKG ENERGIA OÜ Котел №5 – 2 горелки верхнего яруса Реконструкция 2011 г. Котел №6 – 2 горелки нижнего яруса Реконструкция 2012 г. Котел №7 – две горелки нижнего яруса Реконструкция 2012 г. Всего - 6 шт.			

Продолжение табл. 3.2

№	Описание типа	Чертеж горелки		Примечания
		Вид сбоку	Вид из топки	
3	Горелка Е-13-SF Горелка с коническим торцом и полным двухрегистровым завихрителем воздуха Заказчик – VKG ENERGIA OÜ Котел №7 – 1-й ярус Реконструкция 2015 года Всего - 2 шт.			
4	Горелка Е-13-D Горелка прямоточная с коническим торцом без воздушных завихрителей Заказчик – VKG ENERGIA OÜ Котел №8 – 2-й ярус Реконструкция 2015 г. Всего - 2шт.			

№	Описание типа	Чертеж горелки		Примечания
		Вид сбоку	Вид из топки	
5	Горелка ЕЕ-G13/1 Двухсекционная горелка с газовыми трубами с завихрителем в центральной части и регулируемым перераспределением воздуха по сечению горелки Заказчик – VKG ENERGIA OÜ Котел №7 – Верхний ярус – 2015 г. Котел №5 – Верхний ярус – 2013 г. Всего - 4 шт.			
6	Горелка ЕЕ-G19/2 Двухсекционная горелка (пилотная горелка в центре и периферийная часть), с газовыми трубами, завихрителем воздуха в центральной части, независимым регулированием расхода газа и воздуха в центральную и периферийную часть, с регулируемой подачей дымовых газов рециркуляции в периферийную часть. Заказчик – EESTI ENERGIA NARVA EJ Котел ТП-101, Корпус № 2а – 2013 г. Всего - 6 шт.			

№	Описание типа	Чертеж горелки		Примечания
		Вид сбоку	Вид из топки	
7	Горелка ЕЕ-G20/2 Двухсекционная двухтопливная горелка (полукоксовый + генераторный газ) с газовыми трубами с завихрителями центрального и периферийного воздуха, независимым регулированием расхода газа и воздуха в центральную и периферийную часть, с регулируемой подачей дымовых газов рециркуляции в периферийную часть. Заказчик – БЕЛЭНЕРГОМАШ Котел Е-135 (стац.№4) для VKG Energia OÜ, 2015 год Всего - 6 шт.			

Горелки с одной центральной газораздаточной трубой

В качестве центральной газоподводящей трубы использовалась труба DN150, которая обеспечивала необходимый пропуск газа для заявленных мощностей горелок. Номинальный расход газа на горелку при этом составлял 1000 – 1300 нм³/ч, соответственно номинальная мощность горелок составляла от 12 до 16 МВт. Горелки имеют на конце трубы вблизи заглушенного торца (плоского или с усеченным конусом) два ряда разнокалиберных газораспределительных отверстий. Перед рядами отверстий устанавливался завихритель воздуха диаметром около 1/3 от общего диаметра гильзы горелки. В периферийной части поток воздуха был прямоочный. Главная особенность смесеобразования газа и воздуха в горелках этого типа определялась дальнотойностью газовой струи в сносящем прямоочном (или в закрученном в центральной части) потоке воздуха, т.е. для этого типа конструкции решающую роль играла аэродинамика.

В конструкциях варьировались:

- диаметр гильзы горелки от 450 до 550 мм, это влияло на скорость воздушного потока и на сопротивление горелок;
- диаметры газораспределительных отверстий и их количество, это влияло на скорость и дальнотойность струй газа (скорость выхода струй менялась дросселированием давления газа за счет регулятора расхода газа), малые отверстия имели диаметр 6 – 12 мм и большие отверстия 15 - 30 мм, количества – от 6 до 12 штук каждого типа. Обычно использовалось двухрядное расположение газораспределительных отверстий;
- конструкция воздушного завихрителя в центральной части (пластинчатый, осевой лопаточный).

Были испытаны завихрители в виде плоских пластин с прорезанными и отогнутыми лопатками и рядами круглых отверстий (завихрители такого типа характерны для горелок небольших мощностей на природном газе), завихрители с

профилированными или прямыми лопатками и горелки вообще без завихрителей в центральной части (полностью прямоточные).

Горелок с центральной газораздаточной трубой DN150 было изготовлено 16 штук. В работе осталось 12 штук. Из работы выводятся горелки с дисковым завихрителем и заменяются на горелки с лопаточным завихрителем, или на горелки с несколькими газораздаточными трубами.

По результатам испытаний (визуальный контроль факела и контроль устойчивости факела при разных режимах, газовый анализ на предмет наличия химнедожога в виде СО, коксование элементов горелки) было признано, что наиболее надежны в работе горелки с плоским торцом и лопаточным завихрителем воздуха в центральной части.

К преимуществам горелок следует отнести простоту конструкции и удобства обслуживания (в частности, возможность чистки центральной газоподводящей трубы от отложений)

Горелки с несколькими газораздаточными трубами по сечению

В горелках этого типа смесеобразование газа и воздуха на выходе из горелки в значительной степени определяется расположением газораспределительных труб по сечению горелки и в меньшей степени – аэродинамикой газовой струи в сносящем потоке воздуха. Такая конструкция имеет преимущество при сжигании газов с меняющейся теплотой сгорания, когда для сохранения постоянной тепловой мощности горелки и при сохранении постоянным расхода воздуха приходится менять расход газа. Соответственно, в горелках предыдущего типа будет меняться глубина проникновения газовых струй в воздушный поток, и будет нарушаться проектная картина смесеобразования (форма факела, условия выгорания и проч.). А в горелках с несколькими газоподводящими трубами распределение газа по сечению горелки и условия перемешивания газа с воздушным потоком будут более стабильными.

Конструкции горелок и основные размеры приведены в таблице 3.2.

Характерной особенностью конструкции является наличие центральной (пилотной горелки) и периферийной зоны горелки. В центральной части в

горелках этого типа сжигание газа всегда организовано в чистом воздухе. Это обеспечивает стабильный пилотный факел на всех режимах при всех колебаниях параметров газа, воздуха и дымовых газов. Мощность пилотной горелки в центральной части составляет до 10% тепловой мощности горелки. Крутка потока воздуха в центральной части обеспечивается одно- или двухрегистровым лопаточным завихрителем. Угол раскрытия центрального факела обеспечивает стабильное зажигание газа в периферийной части. В периферийный воздух могут подмешиваться дымовые газы рециркуляции.

Горелки этого типа более сложны в изготовлении, требуют отдельного контроля и регулирования центрального и периферийного газа и воздуха.

Ограниченная тепловая мощность горелок в 14 – 20 МВт выбиралась таковой в первую очередь для того, чтобы избежать плотного высокотемпературного ядра факела в топке, чтобы снизить вероятность образования высоких концентраций NO_x. Также принималось во внимание удобство конструктивного расположения горелок на котле, удобство расположения газопроводов и обеспечение маневренности котла при необходимости ремонта или модернизации отдельных горелок.

Горелки оснащены автоматическими запальниками и датчиками пламени, отсечными клапанами безопасности по газу, контроллерами управления.

Горелок такого типа было изготовлено всего 16 штук: 4 штуки тепловой мощностью по 16 МВт для котлов БКЗ-75-39 электростанции VKG Energia OÜ, 6 штук тепловой мощностью по 19 МВт для котла ТП-101 Эстонской ЭС предприятия EESTI ENERGIA AS и 6 штук тепловой мощностью по 20 МВт для котла E-135 котельного завода БЕЛЭНЕРГОМАШ. Причем в горелках для EESTI ENERGIA AS и БЕЛЭНЕРГОМАШ предусмотрена регулируемая подача дымовых газов рециркуляции в периферийный воздух, а горелки для БЕЛЭНЕРГОМАШ имеют дополнительные сопла генераторного газа в периферийной части, обеспечивающие 20% тепловой нагрузки горелки на этом газе. В постоянной эксплуатации с 2012 года находятся 10 горелок, остальные

6 горелок поставлены Заказчику с котлом Е-135 и готовы к монтажу (котел будет смонтирован и пущен в эксплуатацию в 2016 – 2017 годах).

3.1.3. Обобщение результатов исследований горелочных устройств для сжигания генераторного и полукоксового газа

Образование отложений в трубах газораспределительной системы

При проектировании горелочных устройств для сжигания генераторного и полукоксового газа рекомендуется учитывать такие особенности этого газа как наличие большого количества высокомолекулярных углеводородов, как в газообразном, так и в конденсированном состоянии. Последнее вызывает загрязнение и коксование различных пластинчатых стабилизаторов пламени, которые на ранней стадии исследования применялись в горелках полукоксового газа по образцу горелок природного газа.

Для горелочных устройств обоих типов газов характерно также и образование отложений на внутренних стенках газораспределительной системы. Отложения уменьшают проектную пропускную способность системы и потому требуют периодического удаления.

Были проведены специальные исследования по определению характера отложений и определению механизма их возникновения. Конструкция горелок обычно такова, что газораздаточные трубы на определенных участках находятся в потоке горячего воздуха, направляемого на горение. Из капель газового бензина, оседающих на нагретых воздушным потоком стенках газоподводящих труб в пределах горелок, в первую очередь испаряются более легкие фракции (например, бензиновые), а остаются более тяжелые фракции (например, асфальтеновые), которые имеют температуру кипения выше температуры горячего воздуха. Именно тяжелые углеводородные фракции в основном и образуют отложения на стенках газоподводящих труб. Несмотря на малое их количество в потоке со временем (в течение нескольких месяцев) на трубах образуются заметные отложения, сокращающие проходное сечение и ограничивающие пропускную способность горелок.

Химический анализ состава проб отложений на содержание горючих, золы и серы выполнен в ВТИ по ГОСТ Р 55661-2013 «Топливо твердое минеральное. Определение зольности» и по ГОСТ Р 53356-2009 «Топливо твердое минеральное. Определение серы с помощью инфракрасной спектromетрии». Результаты анализа таковы – потери при прокаливании 93,5% по массе, зольность 6,5%, содержание серы 3,8%. Результаты подтверждают тот факт, что отложения практически полностью состоят из горючих компонентов. При комнатной температуре отложения находятся в твердом состоянии, а размягчаются и «плывут» при повышении температуры до 200 – 300°С. Минеральных компонентов в пробах мало (до 6,5 %), что можно объяснить практически полным улавливанием в конденсационной колонне золы, которая могла уноситься из пиролизеров с парогазовой смесью.

Конструкции горелок для сжигания газов сланцепереработки должны предусматривать возможности периодического удаления этих отложений из газораспределительной системы горелки. Для удаления отложений предложен достаточно простой способ: при останове котла отложения из газоподводящих труб горелок выжигаются с использованием пропановых или ацетиленовых ручных горелок. Другие способы очистки (механические отскребания или химическая отмывка растворителями) оказались менее эффективны и более трудоемки.

Характерные эксплуатационные особенности разработанных горелочных конструкций

Испытания горелок обоих типов показали следующее.

1. Все типы горелок обеспечивают надежное зажигание и стабильную работу в рабочем диапазоне нагрузок.
2. Работа горелок генераторного газа обеспечивается без подсветки дополнительным топливом даже при снижении теплоты сгорания газа до 2,7 МДж/нм³.
3. Обеспечивается полное выгорание топлива, содержание СО за пароперегревателем не превышает 5 – 15 ppm.

4. Горелки полукоксового газа работают без образования коксовых отложений на элементах горелок.
5. Диапазон регулирования нагрузки для горелок с одной центральной газораздаточной трубой составляет 30 – 110%. При работе с меньшими нагрузками в условиях колебаний теплоты сгорания топлива возникает опасность обгорания внешней обечайки горелок.
6. Диапазон регулирования нагрузки для горелок с несколькими газораздаточными трубами составляет от 10% (при работе только центральной части) до 110% (при включении периферии).
7. Горелки пригодны для сжигания полукоксового газа, как в горячем воздухе, так и в холодном воздухе. Это позволяет проводить растопку котлов на горелках полукоксового газа. На котле ТП-101 это позволило отказаться от растопки котла на проектном растопочном топливе – сланцевом масле.
8. Все разработанные типы горелок для сжигания полукоксового газа оказались работоспособными на природном газе. При этом давление природного газа пришлось держать примерно на 20% выше, чем на полукоксовом газе. Испытания были как плановыми и кратковременными, так и вынужденными экстренными (в течение примерно 20 часов по причине отсутствия полукоксового газа в период аварийного останова сланцеперерабатывающих установок VKG AS в начале 2016 года).

3.2. Разработка методик контроля режимов работы газовых горелок и режимов работы котла при сжигании газов сланцепереработки

Контроль газо-воздушного режима работы горелок, которые работают с рециркуляцией дымовых газов в дутьевой воздух, имеет свою специфику. Также должны быть приняты во внимание особенности состава газов сланцепереработки при контроле воздушного режима котла в целом. Эти вопросы рассматриваются в данном разделе.

3.2.1. Методика контроля режима работы горелок с рециркуляцией дымовых газов в дутьевой воздух

Рециркуляция дымовых газов в горелки при сжигании газового топлива является хорошо известным и эффективным приемом, который позволяет понизить температуру газового факела и снизить уровень образующихся оксидов азота. При низкой концентрации кислорода в уходящих газах газовых котлов или в месте отбора дымовых газов рециркуляции (например, за экономайзером), составляющей обычно 1 – 2%, рециркуляция в полном смысле является балластом, разбавляющим как воздух на горение, так и продукты сгорания.

Однако, при заметном повышении концентрации O_2 в дымовых газах по тракту котла, например, котла, сжигающего твердое и газовое топливо одновременно, а также для котлов-утилизаторов технологических газов, в которых экономичность является менее важным фактором, рециркуляция из обычного балласта превращается также и в поставщика кислорода для горения газового топлива. Содержание O_2 в уходящих газах котлов на твердом топливе (или в хвостовых частях тракта) при факельном сжигании обычно составляет 5 – 7%, а иногда и больше. И если такое количество кислорода будет дополнительно вноситься с рециркуляцией в горелки и смешиваться с дутьевым воздухом, то оно обязательно должно учитываться в воздушном балансе горелки.

Балансовые уравнения по расходу кислорода на горение и по концентрации O_2 в смеси дутьевого воздуха и дымовых газов рециркуляции перед горелкой можно записать как:

$$21Q_v + O_{2\text{рец}} \cdot Q_{\text{рец}} = O_{2\text{см}} \cdot (Q_v + Q_{\text{рец}}) \quad (3.1)$$

$$21Q_v + O_{2\text{рец}} \cdot Q_{\text{рец}} = \alpha_{\text{гор}} \cdot 21 \cdot (V_v^0 \cdot G_{\text{газ}}), \quad (3.2)$$

где $O_{2\text{рец}}$ – концентрация кислорода в дымовых газах рециркуляции, %;

$O_{2\text{см}}$ – концентрация кислорода в смеси воздуха и дымовых газов рециркуляции перед горелкой, %;

V_B^0 – теоретически необходимое количество воздуха на сжигание газа, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$;

$\alpha_{\text{гор}}$ – коэффициент избытка воздуха в газовой горелке;

$G_{\text{газ}}$ – расход газа на горелку, $\text{нм}^3/\text{час}$.

Используя (3.1-3.2), в более удобном и наглядном виде можно получить уравнения для расходов воздуха и дымовых газов рециркуляции в зависимости от важных эксплуатационных параметров котла, которые обычно измеряются или задаются на работающем котле:

$$Q_B = \alpha_{\text{гор}} \cdot V_B^0 \cdot G_{\text{газ}} \cdot \frac{21}{O_{2\text{см}}} \cdot \frac{(O_{2\text{см}} - O_{2\text{рец}})}{(21 - O_{2\text{рец}})} \quad (3.3)$$

$$Q_{\text{рец}} = \alpha_{\text{гор}} \cdot V_B^0 \cdot G_{\text{газ}} \cdot \frac{21}{O_{2\text{см}}} \cdot \frac{(21 - O_{2\text{см}})}{(21 - O_{2\text{рец}})} \quad (3.4)$$

В этих уравнениях можно выделить части, которые соответствуют относительным долям воздуха и дымовых газов рециркуляции и сумма которых всегда равна единице. Это:

$$q_B = \frac{(O_{2\text{см}} - O_{2\text{рец}})}{(21 - O_{2\text{рец}})} \quad (3.5)$$

$$q_{\text{рец}} = \frac{(21 - O_{2\text{см}})}{(21 - O_{2\text{рец}})} \quad (3.6)$$

В приведенных уравнениях три параметра характеризуют газовое топливо и режим работы котла в целом (V_B^0 , $O_{2\text{рец}}$ и $G_{\text{газ}}$) и два параметра характеризуют собственно режим работы газовой горелки ($O_{2\text{см}}$ и $\alpha_{\text{гор}}$). Именно последние два параметра наиболее важны для работы газовой горелки. Первый параметр характеризует количество дополнительного балласта в продуктах сгорания, вносимого с дымовыми газами рециркуляции, и второй параметр - это

коэффициент избытка воздуха - $\alpha_{гор}$. Оба параметра однонаправленно влияют и на температуру факела, и на выход оксидов азота: снижение $O_{2см}$ и снижение $\alpha_{гор}$ в области менее единицы понижают температуру факела и выход оксидов азота.

На рисунке 3.1 приведены относительные доли воздуха и дымовых газов рециркуляции в зависимости от концентрации кислорода в дымовых газах рециркуляции и от концентрации кислорода в смеси перед горелкой в рабочем диапазоне. Рисунок иллюстрирует рост доли рециркуляции при увеличении концентрации кислорода в дымовых газах рециркуляции; в отдельных случаях расход дымовых газов рециркуляции может даже превышать расход воздуха на горелку.

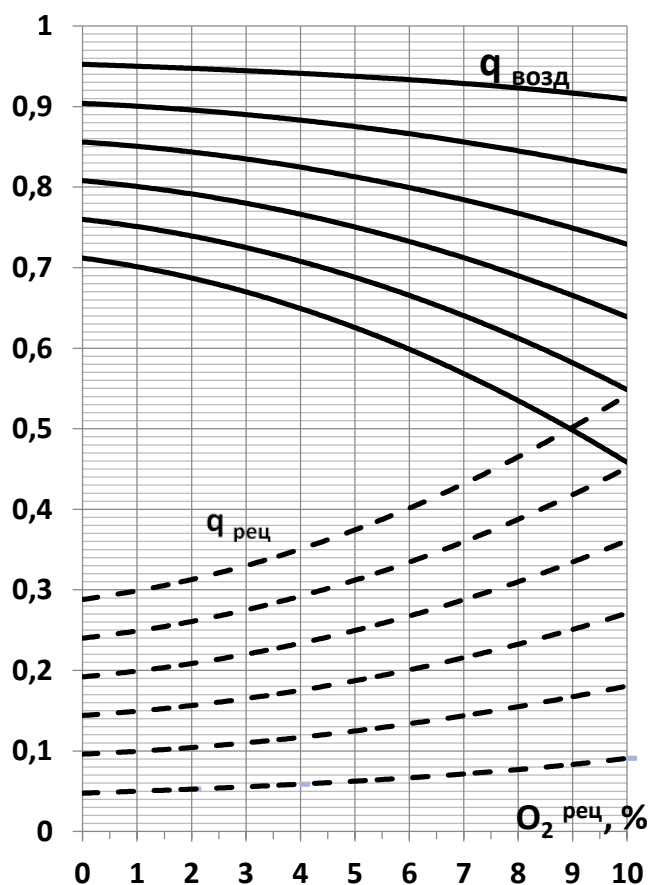


Рисунок 3.1 - Относительные расходы воздуха q_v и дымовых газов рециркуляции $q_{рец}$ в горелку

Используя полученные зависимости можно контролировать режимные параметры газовых горелок с рециркуляцией. Для этого выбираются ключевые

параметры газовой горелки, которые определяют необходимый выход NO_x – это $\alpha_{\text{гор}}$ и $\text{O}_{2\text{см}}$. Далее для заданной мощности газовой горелки ($G_{\text{газ}}$) и с учетом режимных параметров работы котла ($\text{O}_2^{\text{рец}}$) выполняется расчет и затем последующее регулирование расходов воздуха на горелку ($Q_{\text{возд}}$) и дымовых газов рециркуляции ($Q_{\text{рец}}$) по предложенным зависимостям (3.3) и (3.4).

Предложенный алгоритм применим, если перед горелкой контролируется и регулируется расход дымовых газов рециркуляции. Если расходомер дымовых газов имеет невысокую надежность или точность, то расход дымовых газов рециркуляции в горелку можно регулировать по показаниям кислородомера перед горелкой, поддерживая выбранным (или заданным) $\text{O}_{2\text{см}}$. При этом расход чистого воздуха на горелку всегда контролируется по своему расходомеру в соответствии с расходом, задаваемым по уравнению (3.3).

Следует еще раз подчеркнуть, что предлагаемая методика контроля и управления режимными параметрами горелки с рециркуляцией дымовых газов в дутьевой воздух имеет более обоснованную целесообразность применения для котлов, работающих с повышенными избытками воздуха в зоне отбора дымовых газов на рециркуляцию. Это котлы совместного сжигания газового и твердого топлива, а также котлы-утилизаторы технологических газов, при работе которых повышенное содержание кислорода в уходящих газах не имеет решающего значения. Режимы работы энергетических котлов на газовом топливе, для которых обычным является содержание кислорода 1 – 2%, являются частным случаем режимов, описываемых предлагаемой методикой. Эти режимы располагаются в левой части номограммы (рисунок 3.1). Кислород дымовых газов рециркуляции практически можно не учитывать, как добавочный кислород к дутьевому воздуху на горелку, т.е. дымовые газы рециркуляции можно рассматривать полностью как балластные компоненты.

3.2.2. Модификация азотной формулы для расчета коэффициента избытка воздуха при сжигании газов сланцепереработки

Контроль режима сжигания на котлах обычно ведется по показаниям штатных кислородомеров. Однако для составления теплового баланса и прочих

расчетов важно знать и коэффициент избытка воздуха для конкретных режимов. Наиболее просто этот параметр определяется по кислородной формуле:

$$\alpha = \frac{21}{21 - O_2} \quad (3.7)$$

Однако формула (3.7) имеет погрешность, обусловленную допущением, сделанным при ее выводе о том, что объем сухих продуктов сгорания равен объему воздуха на горение. Для большинства топлив эта погрешность невелика, но для топлив с большим содержанием водорода и балластных компонентов (CO_2 и азот), каковыми являются газы сланцепереработки, погрешность становится достаточно большой.

Точной формулой для расчета коэффициента избытка воздуха является азотная формула:

$$\alpha = \frac{N_2}{\left(N_2 - \frac{79}{21} \cdot \frac{O_2}{N_2} \right)} \quad (3.8)$$

При ее использовании концентрацию азота заменяют на $N_2 = 100 - O_2 - RO_2$, откуда понятно, что для расчетов нужно знать концентрации как минимум двух компонентов – RO_2 и O_2 , которые ранее определяли экспериментально, например, с помощью прибора ОРСа. Но при использовании только одного показателя (например, O_2 от автоматического кислородомера) второй показатель (RO_2) должен быть заменен на расчетный.

Выполним замену с использованием основного уравнения горения [57]:

$$21 = O_2 + RO_2 + \beta RO_2, \quad (3.9)$$

где β - безразмерная топливная характеристика, которая вычисляется по составу топлива, например, по уравнению из [52]:

$$\beta = \left[\frac{0,21N_2^T + 0,395 \cdot CO + 1,585 \cdot CH_4 + 0,395 \cdot H_2 + 0,79 \cdot \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot C_m H_n - 0,791 \cdot O_2}{CO_2^T + CO + CH_4 + \sum m \cdot C_m H_n + H_2S} - 0,79 \right] \quad (3.10)$$

Подставив RO_2 из (3.9) в (3.8) получим уравнение:

$$\alpha = \frac{1}{1 - \frac{79}{21} \cdot \frac{O_2(1+\beta)}{79+\beta(100-O_2)}} \quad (3.11)$$

Это уравнение (3.11) позволяет точно рассчитать коэффициент избытка воздуха для конкретного топлива только по измеренной концентрации кислорода.

При большом содержании азота в топливе в азотную формулу (3.8) вводится поправка, и формула преобразуется к виду:

$$\alpha = \frac{N_2 - \frac{N_2^{\text{ТОП}}}{V_{\text{сух}}}}{N_2 - \frac{79}{21} \cdot \frac{O_2}{N_2} - \frac{N_2^{\text{ТОП}}}{V_{\text{сух}}}} \quad (3.12)$$

где $N_{2\text{ТОП}}$ и $V_{\text{сух}}$ – содержание азота в топливе и объем сухих газов. Объем сухих газов в свою очередь зависит от коэффициента избытка воздуха, поэтому, если при подстановке $V_{\text{сух}}$ в (3.12) будем использовать соответствующую формулу с зависимостью от α , то будем иметь α в обеих частях уравнения (3.12) и получим необходимость решать квадратное уравнение, что не является рациональным.

Выберем иной путь выражения $V_{\text{сух}}$ для подстановки в (3.12). Известно другое представление β , которое по существу является лишь видоизмененной формулой (3.10).

$$\beta = \frac{0,21(\frac{N_2^{\text{топ}}}{100} + 0,79V_B^0)}{V_{RO_2}} - 0,79 \quad (3.13)$$

Если из этого уравнения (3.13) выделить V_{RO_2} , а также использовать RO_2 из (3.9) и соотношение $RO_2 = V_{RO_2}/(V_{\text{сyx}} \cdot 100)$, то получим следующую формулу для $V_{\text{сyx}}$:

$$V_{\text{сyx}} = \frac{(1+\beta)}{(0,79+\beta)} \cdot \frac{21}{21-O_2} \cdot (\frac{N_2^T}{100} + 0,79 \cdot V_B^0) \quad (3.14)$$

Подставив (3.14) в (3.12) и опустив громоздкие преобразования, получим модификацию формулы (3.11), учитывающую содержание азота в топливе:

$$\alpha = \frac{1-A}{1 - \frac{79}{21} \cdot \frac{O_2(1+\beta)}{79+\beta(100-O_2)} - A} \quad (3.15)$$

В этой формуле (3.15) комплекс « A » тоже вычисляется с использованием характеристик топлива и только одного измеренного параметра – концентрации кислорода O_2 .

$$A = \frac{21-O_2}{21} \cdot \frac{(\beta+0,79)}{(79+\beta(100-O_2))} \cdot \frac{100 \cdot N_2^{\text{топ}}}{(N_2^{\text{топ}} + 79 \cdot V_B^0)} \quad (3.16)$$

Полученные формулы справедливы для условий полного сгорания газа.

Рассмотрим применение полученных формул.

Безразмерные топливные характеристики, содержание азота в топливе и теоретически необходимое количество воздуха взяты из таблицы 2.1. На рисунке 3.2 приведены рассчитанные по формулам (3.11) и (3.15) зависимости коэффициента избытка воздуха от содержания кислорода в дымовых газах для

генераторного и полукоксового газа, а также их смеси в соотношении 50:50 по теплу.

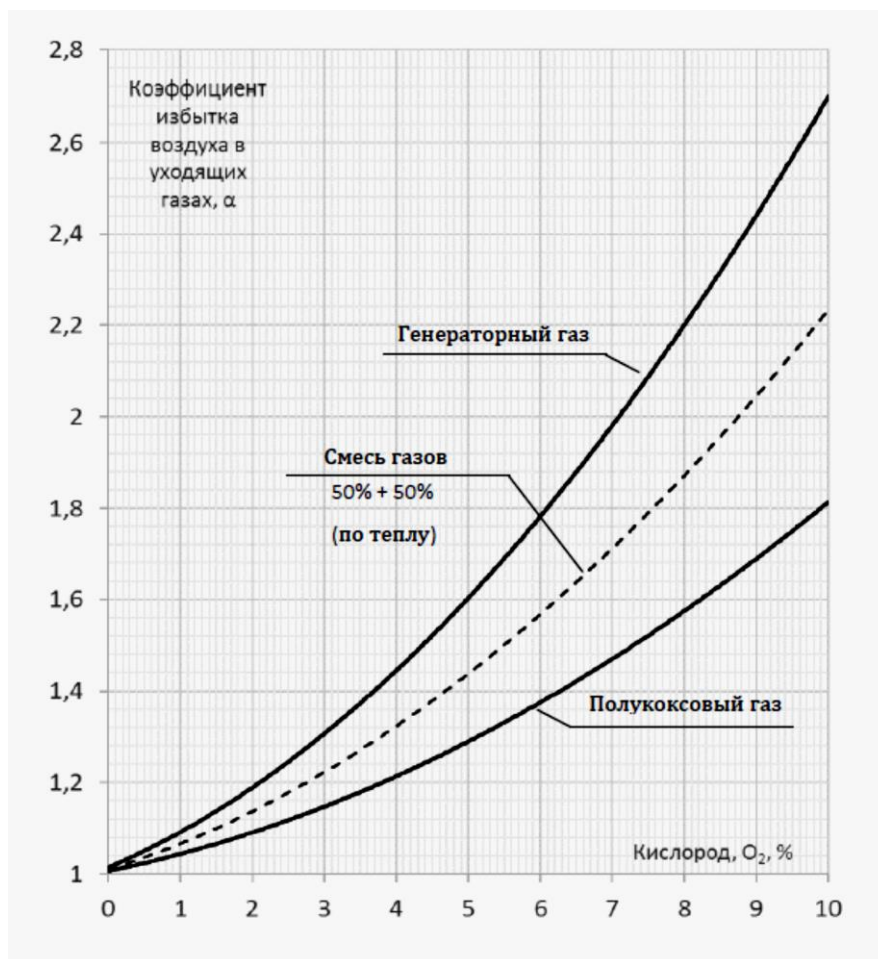


Рисунок 3.2 - Расчет коэффициента избытка воздуха по содержанию кислорода в дымовых газах и характеристикам топлива

Сравнение хода кривых наглядно показывает существенное влияние азота топлива. Одна и та же концентрация кислорода в уходящих газах при сжигании генераторного газа и полукоксового газа свидетельствует о том, что в продуктах сгорания генераторного газа избыточного воздуха находится вдвое больше, чем при сжигании полукоксового. При сжигании генераторного газа особенно важно стремиться к снижению кислорода в уходящих газах.

В заключение рассмотрим возможность упрощения формул (3.11) и (3.15) для приближенных инженерных расчетов.

Для полукоксового газа расчет по формуле (3.11) в диапазоне $O_2=0 - 10\%$ достаточно точно совпадает с расчетом по простой кислородной формуле

(3.7). Для формулы (3.15) проведем следующие упрощающие замены. Прежде всего заметим, что в формуле (3.11) и (3.15) комплекс $\frac{1+\beta}{79+\beta \cdot (100-O_2)}$ или $\frac{1+\beta}{1+\beta \cdot (1,27-\frac{O_2}{79})}$ для $\beta=0,407$ (полукоксовый газ) и изменений O_2 в пределах от нуля до 10% меняется мало, а именно, при $O_2=0$ он равен 0,928, а при $O_2=10\%$ он равен 0,960, среднее значение 0,944. Именно поэтому формулу (3.11) можно заменить на кислородную (3.7). Также слабо этот комплекс меняется для $\beta=0,113$ (генераторный газ), при $O_2=0\%$ он равен 0,973, а при $O_2=10\%$ он равен 0,985, среднее значение - 0,979. Это также дает основание заменить в формуле (3.15) часть комплекса в знаменателе на его приближенное значение, аналогичное кислородной формуле. Тогда уравнение (3.15) преобразуется так:

$$\alpha = \frac{1-A}{\frac{21-O_2}{21}-A} \quad (3.17)$$

Комплекс A перепишем как:

$$A = \frac{21-O_2}{21} \cdot A1, \text{ где} \quad (3.18)$$

$$A1 = \frac{\beta+0,79}{79+\beta \cdot (100-O_2)} \cdot \frac{100 \cdot N_2^{\text{топ}}}{N_2^{\text{топ}}+79 \cdot V_B^0} \quad (3.19)$$

После подстановки (3.18) и (3.19) в (3.17) получим простую формулу, которая пригодна для расчетов газов с меняющимися топливными характеристиками, т.е. для смеси генераторного и полукоксового газа:

$$\alpha = \frac{21}{21-O_2} \cdot \frac{1}{1-A1} - \frac{A1}{1-A1} \quad (3.20)$$

Для генераторного газа параметры β , $N_{2\text{топ}}$ и $V_{0\text{в}}$ таковы, что в диапазоне $O_2=0 - 10\%$ комплекс $A1$ практически постоянен и равен 0,5. Подставляя это значение в (3.20) получим удобную формулу для расчета α при сжигании генераторного газа:

$$\alpha = \frac{21+O_2}{21-O_2} \quad (3.21)$$

Формула (3.21) напоминает кислородную формулу (3.7). Однако, в отличие от нее, она не имеет физического смысла и пригодна только для расчетов коэффициентов избытка воздуха при горении конкретного генераторного газа.

Для смеси генераторного и полукоксового газа достаточно точные значения дает формула:

$$\alpha = \frac{21+q \cdot O_2}{21-O_2}, \quad (3.22)$$

где параметр q равен тепловой доле генераторного газа в смеси и меняется от 0 до 1,0.

В таблице 3.3 объединены все расчеты по выведенным формулам для сравнения и оценки точности приближений. Из таблицы видно, что расчеты по приближенным формулам (5.14) и (5.15) с высокой степенью точности совпадают с расчетами по точным формулам (5.5), (5.9) и (5.10).

Таблица 3.3 - Сравнение расчетных формул для определения коэффициента избытка воздуха

№	Формула	Содержание $O_2, \%$				
		1	3	5	7	10
1	Кислородная формула (3.7) $\alpha = \frac{21}{21 - O_2}$	1,050	1,167	1,313	1,500	1,909
2	Формула для полукоксового газа (3.11) $\alpha = \frac{1}{1 - \frac{79}{21} * \frac{O_2(1+\beta)}{79+\beta(100-O_2)}}$	1,047	1,156	1,290	1,460	1,818

Продолжение Таблицы 3.3

№	Формула	Содержание O_2 , %				
		1	3	5	7	10
3	Формула для генераторного газа (3.15) $\alpha = \frac{1 - A}{1 - \frac{79}{21} * \frac{O_2(1+\beta)}{79+\beta(100-O_2)} - A}$	1,10	1,326	1,604	1,958	2,71
4	Формула для генераторного газа (3.21) $\alpha = \frac{21 + O_2}{21 - O_2}$	1,10	1,333	1,625	2,00	2,818
5	Формула для смеси газов (3.15) $\alpha = \frac{1 - A}{1 - \frac{79}{21} * \frac{O_2(1+\beta)}{79+\beta(100-O_2)} - A}$	1,071	1,236	1,439	1,696	2,24
6	Формула для смеси газов (3.20) $\alpha = \frac{21}{21 - O_2} \cdot \frac{1}{1 - A_1} - \frac{A_1}{1 - A_1}$	1,074	1,246	1,462	1,739	2,343
7	Формула для смеси газов (3.22) $\alpha = \frac{21 + q \cdot O_2}{21 - O_2}$	1,075	1,250	1,469	1,750	2,360

Примечание: В строках 5, 6 и 7 таблицы 3.3 расчет выполнен для смеси генераторного и полукokesового газа в соотношении 50:50.

3.3. Заключение по главе 3

1. Разработаны и испытаны на действующих котлах различные типы горелочных устройств, предназначенные для сжигания газов сланцепереработки. Определены конструкции горелок, наиболее соответствующие специфическим особенностям рассматриваемых газообразных топлив. Предложены конструкции пригодные для раздельного и совместного сжигания рассматриваемых газов в условиях колебаний состава и теплоты сгорания газов.
2. Контроль газо-воздушного режима горелок с рециркуляцией дымовых газов предложено вести с использованием такого параметра как концентрация кислорода в смеси дутьевого воздуха и рециркуляции, который позволяет точнее контролировать соотношение расходов воздуха и рециркуляции на горелку при вариациях содержания кислорода в дымовых газах рециркуляции
3. Предложено преобразование азотной формулы для расчета коэффициента избытка воздуха с использованием основного уравнения горения и

безразмерной топливной характеристики, в том числе, и для топлив с большим содержанием азота

4. Показано существенное влияние азота топлива на расчет коэффициента избытка воздуха.
5. Предложены упрощенные приближенные формулы для расчета коэффициента избытка воздуха для генераторного газа и для смеси генераторного и полукоксового газа.

Глава 4. Разработка мероприятий по повышению надежности работы котлов при сжигании газов сланцепереработки

При сжигании газов с высоким содержанием соединений серы возникают проблемы, связанные с низкотемпературной сернистой коррозией хвостовых поверхности нагрева котла, а при совместном сжигании газов сланцепереработки и сланца увеличивается риск шлакования (загрязнения) поверхностей нагрева топки и пароперегревательных поверхностей котла из-за повышения температуры факела и изменения теплообмена в топке и в последующих поверхностях.

В данной главе представлены результаты исследований и промышленных испытаний, направленных на решение этих проблем (или уменьшение негативного эффекта от них).

4.1. Методы повышения надежности хвостовых поверхностей нагрева котла при сжигании газов сланцепереработки

После перевода сланцевых котлах БКЗ-75-39 электростанции VKG ENERGIA OÜ на сжигание газообразных побочных продуктов сланцепереработки начались повреждения хвостовых поверхностей нагрева (трубчатых воздухоподогревателей – ТВП) из-за низкотемпературной сернистой коррозии.

Следует отметить, что при пылевидном сжигании сланца (изначальный вариант котла) проблем с коррозией ТВП на этих котлах не было. Воздух перед ТВП подогревали до 50 °C за счет рециркуляции части горячего воздуха на всас дутьевого вентилятора. Этого было недостаточно для повышения температуры стенки труб холодного пакета ТВП до температуры, превышающей точку росы. Тем не менее, за счет того, что SO_3 полностью связывался свободным оксидом кальция, которого в летучей золе сланца после разложения карбонатов в топке содержится до 18 %, проблем с коррозией труб ТВП на котлах не было.

Долгое время (в течение 6 – 8 лет) также не было проблем на первых реконструированных котлах, на которых генераторный газ постоянно сжигали совместно со сланцем. Несмотря на увеличение концентрации оксидов серы (SO_2

и SO_3) в дымовых газах за счет продуктов сгорания генераторного газа, коррозионных повреждений ТВП не наблюдалось, поскольку оксида кальция в золе сланца хватало на связывание образующегося SO_3 .

Проблемы, связанные с повреждением ТВП, начались в ходе дальнейшей реконструкции котлов под сжигание увеличивающихся объемов полукоксового газа во время строительства новых заводов по технологии ПЕТРОТЕР. После установки на котлах дополнительных горелок полукоксового газа котлы периодически или постоянно могли работать в чисто газовом режиме (без подачи сланца), соответственно, при дефиците сорбента SO_3 в виде свободного оксида кальция из золы сланца на котлах возникли проблемы с низкотемпературной сернокислотной коррозией труб холодного пакета воздухоподогревателя. Расчетная оценка температуры точки росы по рекомендациям [28] давала значения около 100°C для полукоксового газа и около 115°C для генераторного. Однако, даже подогрев воздуха до этих температур не предотвращал коррозии ТВП, что вызвало сомнения в пригодности указанной методики для газов сланцепереработки и инициировало проведение собственных исследований, описанных ранее в главе 2.

Очевидно, что для полного предотвращения низкотемпературной сернокислотной коррозии труб ТВП необходимо поддерживать температуру стенки труб по газовой стороне чуть выше температуры точки росы дымовых газов, которая, как отмечалось в главе 2, составляет $130 - 140^\circ\text{C}$.

4.1.1. Приближенная оценка необходимой температуры подогрева воздуха на входе в ТВП

При сжигании сернистых топлив эффективным средством борьбы с низкотемпературной коррозией ТВП является предварительный подогрев воздуха на входе в ТВП [89,90], за счет этого повышается температура стенок труб выходного пакета ТВП.

Расчетная температура стенки трубы ТВП ($t_{\text{ст}}$) определяется из равенства уравнений конвективной теплоотдачи со стороны газов и со стороны воздуха:

$$t_{\text{ст}} = \frac{(a_{\Gamma} \cdot v_{\text{yx}} + a_{\text{в03}} \cdot t_{\text{в03}})}{(a_{\Gamma} + a_{\text{в03}})} \quad (4.1)$$

где: α_{Γ} – коэффициент теплоотдачи газов, Вт/м²К,

$\alpha_{\text{в03}}$ - коэффициент теплоотдачи воздуха, Вт/м²К ,

v_{yx} - температуры уходящих газов, °С,

$t_{\text{в03}}$ - температура подогрева воздуха, °С.

В [51] в этой формуле есть еще уточняющие коэффициенты, учитывающие загрязнения труб и неравномерность температурного поля по сечению ТВП, но в принципиальном оценочном расчете есть смысл оперировать формулой без поправок. Также из номограмм расчета коэффициентов теплоотдачи в [51] можно видеть, что для условий работы ТВП котлов среднего давления коэффициенты теплоотдачи для течения дымовых газов внутри труб и для наружного поперечного омывания труб воздухом различаются примерно в два раза. Соответственно, преобразовав с учетом этой пропорции вышеприведенную формулу, можно получить приближенную зависимость температуры подогрева воздуха ($t_{\text{в03}}$) от температуры точки росы дымовых газов и температуры уходящих газов (v_{yx}), если принять температуру стенки трубы как минимум равной температуре точки росы дымовых газов:

$$t_{\text{в03}} = \frac{(3 \cdot t_{\text{ст}} - v_{\text{yx}})}{2}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.2)$$

График, иллюстрирующий вышеприведенную зависимость для температуры точки росы дымовых газов, равной 140°С, приведен на рисунке 4.1. Из графика видно, что для умеренных температур уходящих газов (160 – 180 °С) температуру подогрева воздуха перед ТВП необходимо поддерживать в интервале 120 – 130 °С, а для высоких температур уходящих газов (200 – 220°С) достаточно более низкой температуры подогрева - около 100 – 110 °С. Именно в таком

температурном интервале $100 - 130^{\circ}\text{C}$ и следует организовать, подогрев воздуха на входе в ТВП реконструированных котлов для сжигания газов сланцепереработки

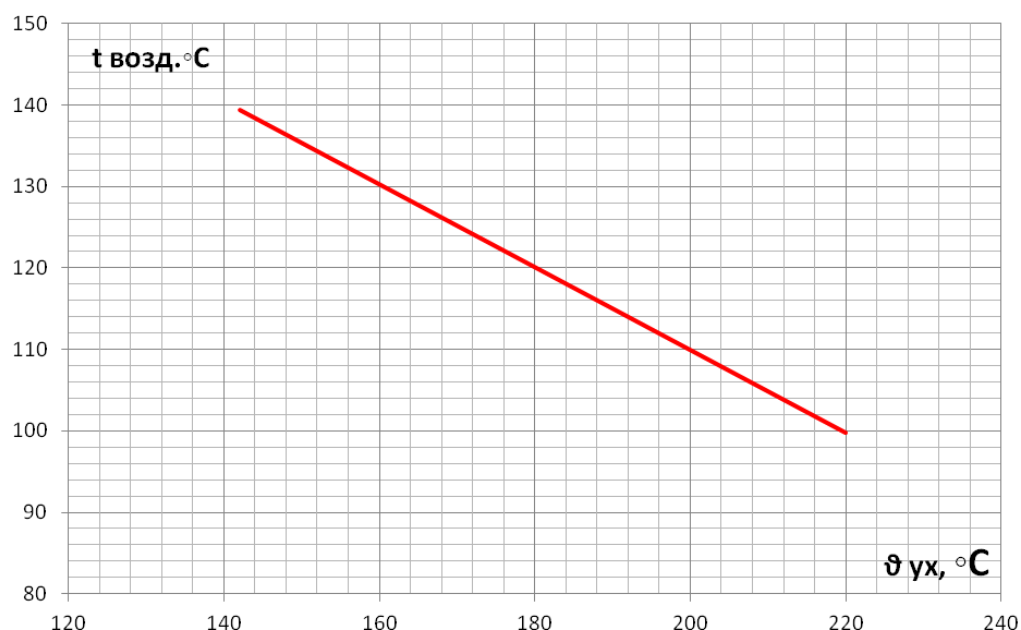


Рисунок 4.1 - Зависимость необходимого подогрева воздуха на входе в ТВП от температуры уходящих газов

Для случаев перепуска части воздуха в горячие пакеты ТВП (варианты реконструкции ТВП будут описаны далее) или для случая частичного шунтирования ТВП достаточно еще более низких температур подогрева воздуха. Такие варианты требуют более детальных оценок с учетом количества перераспределяемого воздуха и прочих параметров.

4.1.2. Исследование вариантов каскадного распределения воздуха и возможностей использования различных теплоносителей для подогрева воздуха на входе в ТВП

Как отмечалось, самый простой путь для предотвращения сернокислотной коррозии – повышать температуру воздуха на входе в первый (по ходу воздуха) пакет ТВП. Как правило, такой подогрев осуществляется в паровых калориферах, установленных после дутьевого вентилятора. Однако этот путь приводит к повышению температуры уходящих газов и снижению КПД котла.

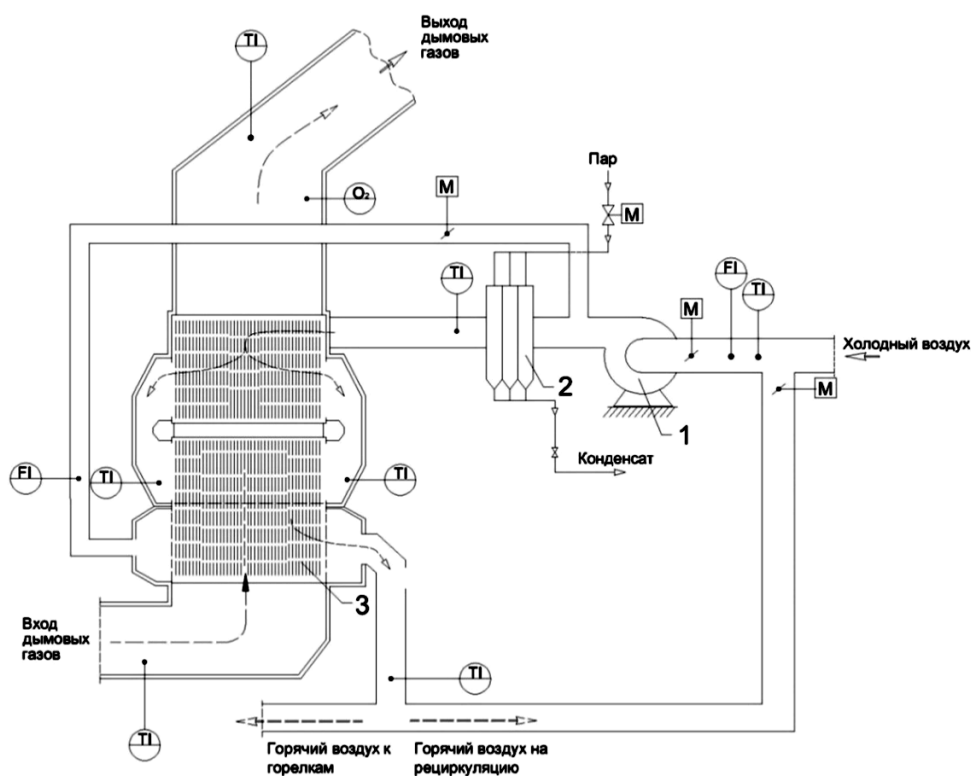
Повысить температуру воздуха на входе в ТВП можно также за счет рециркуляции части горячего воздуха на вход ТВП. Этот способ менее влияет на повышение температуры уходящих газов, поскольку за счет увеличения расхода воздуха через ТВП повышается интенсивность теплообмена в ТВП. Рециркуляция может быть организована либо на всас дутьевого вентилятора (тогда дополнительного вентилятора рециркуляции горячего воздуха не требуется), либо рециркуляцию горячего воздуха вводят в поток основного воздуха после дутьевого вентилятора (в этом случае необходим дополнительный вентилятор).

Известен также способ каскадной организации подачи воздуха в ТВП, разработанный сотрудниками ЗиО и описанный в патентах [91] и [92]. В этом случае необходимо подогреть до достаточно высокой температуры только часть общего воздуха, необходимого для горения, и подать этот воздух в холодный пакет ТВП. Остальная часть воздуха может иметь меньшую температуру и подаваться в более горячие пакеты ТВП. За счет этого снижается влияние температуры предварительного подогрева воздуха на температуру уходящих газов, поскольку количество подогретого воздуха меньше общего, и поэтому КПД котла при этом практически не снижается, но температура стенки труб в холодных пакетах сохраняется высокой. Применение каскадной подачи воздуха в некоторой модификации реализовано даже в сланцевых котлах ТП-101 Таганрогского котельного завода, установленных на Эстонской ЭС. Известны и другие применения этой идеи для других сернистых топлив.

Наиболее широкие возможности открывает совмещение двух последних способов – каскадного распределения воздуха по пакетам ТВП и принудительной рециркуляции горячего воздуха. Развитие этих идей применительно к совместному сжиганию двух видов сернистого газообразного топлива с существенно различающейся теплотой сгорания (генераторного и полукоксового газов) может заключаться в использовании в схеме подвода теплоносителя дополнительного теплообменника, который передает на нагрев воздуха часть тепла из экономайзера. При сжигании низкокалорийного газа доля конвективного тепла, воспринятого в экономайзере выше, чем при сжигании высококалорийного

газа, поэтому целесообразно этим теплом заместить, нагрев воздуха в паровом калорифере, что повышает эффективность схемы.

На основании результатов расчетных исследований по оптимизации конструктивно-режимных факторов, влияющих на надежность ТВП и экономичность котла, выполненных с использованием программы BOILER DESIGNER, на реконструированных котлах Северной ЭС реализованы три модификации каскадной подачи воздуха в ТВП, описание которых приводится ниже. Технологическая схема предварительного подогрева воздуха на котле ст. №5, реконструированном для сжигания газов сланцепереработки, представлена на рисунке 4.2.



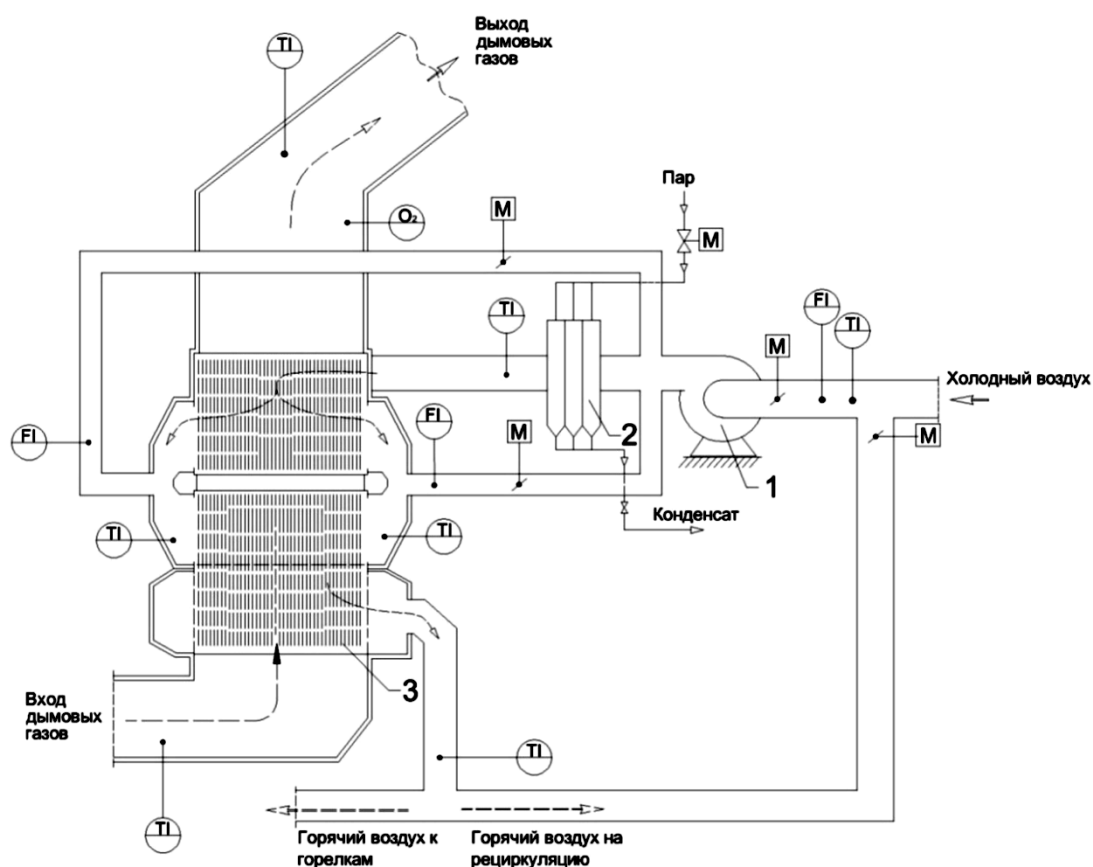
1 – дутьевой вентилятор; 2 – паровой калорифер; 3 – трубчатый воздухоподогреватель.

Рисунок 4.2 - Технологическая схема подогрева воздуха на котле ст. №5

На всас дутьевого вентилятора (ВД) подается по линии рециркуляции небольшая часть горячего воздуха для поддержания перед ВД температуры воздуха в пределах 50 - 80 °С. После ВД часть воздуха подогревается далее до 100 - 135 °С в паровых калориферах, а оставшая часть с температурой 50 -80 °С

подается в третий по ходу воздуха пакет воздухоподогревателя (в первый и наиболее горячий пакет по дымовым газам). Расходы по потокам контролируются и регулируются.

На газовом котле ст.№6 (рисунок 4.3), также как и в предыдущем случае, на всас дутьевого вентилятора по линии рециркуляции подается небольшая часть горячего воздуха для поддержания перед ВД температуры воздуха в пределах 50 - 80 °С.



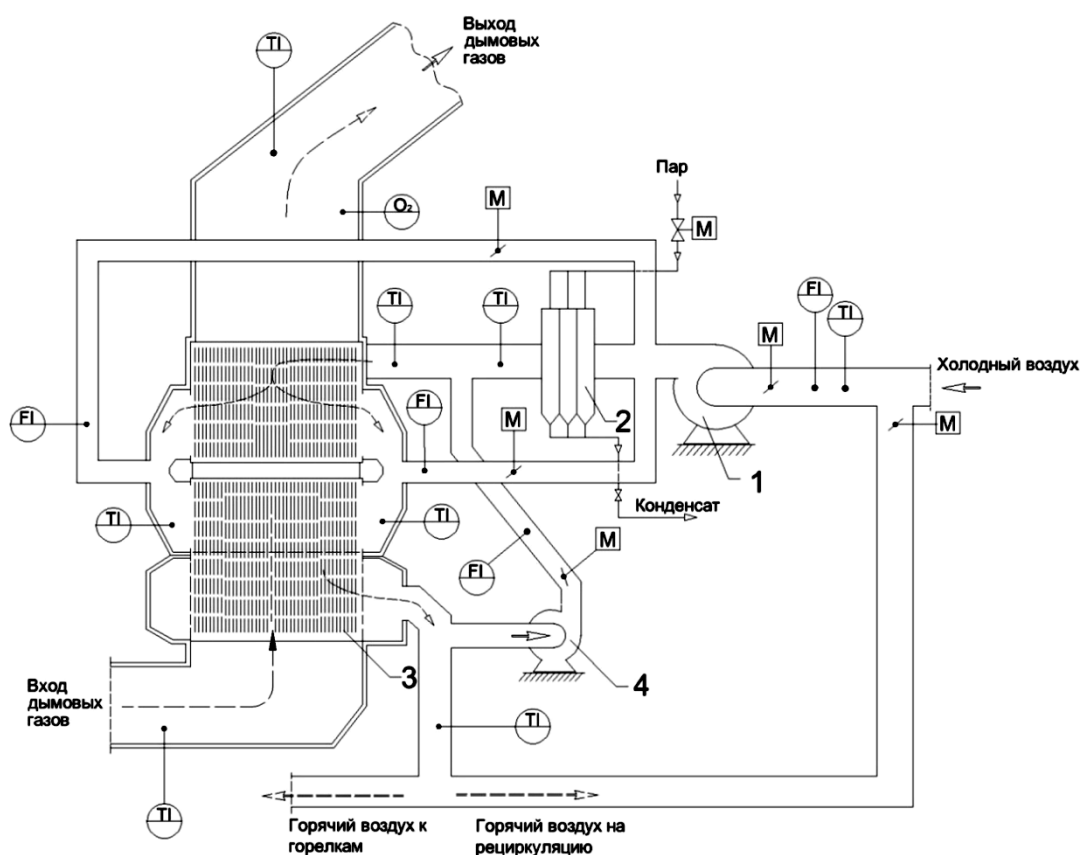
1 – дутьевой вентилятор; 2 – паровой калорифер; 3 – трубчатый воздухоподогреватель

Рисунок 4.3 -Технологическая схема подогрева воздуха на котле ст. №6

После ВД часть воздуха подогревается далее до 100 - 135 °С в паровых калориферах, а часть с температурой 50 - 80 °С, в отличие от котла ст. №5, подается во второй пакет (после первого пакета) воздухоподогревателя по обеим сторонам котла. Это позволяет регулировать температуру воздуха на входе во

второй пакет по показаниям термопар в потоке после смешения, изменяя расход холодного воздуха в этот пакет.

Технологическая схема предварительного подогрева воздуха котла ст.№7 (рисунок 4.4) в точности соответствует предыдущему, но на этом котле установлен вентилятор принудительной рециркуляции горячего воздуха на вход в поток воздуха в первый пакет ТВП (сразу после калориферов, т.е. в напорную часть дутьевого вентилятора).



1 – дутьевой вентилятор; 2 – паровой калорифер; 3 – трубчатый воздухоподогреватель; 4 – вентилятор горячего воздуха.

Рисунок 4.4 - Технологическая схема подогрева воздуха на котле ст. №7

Это позволяет регулировать температуру воздуха на входе в первый пакет ТВП как за счет подогрева воздуха в паровом калорифере, так и за счет увеличения доли рециркуляции. Как правило, снижение нагрузки паровых калориферов и увеличение рециркуляции горячего воздуха более благоприятно влияет на экономичность котла (температуру уходящих газов).

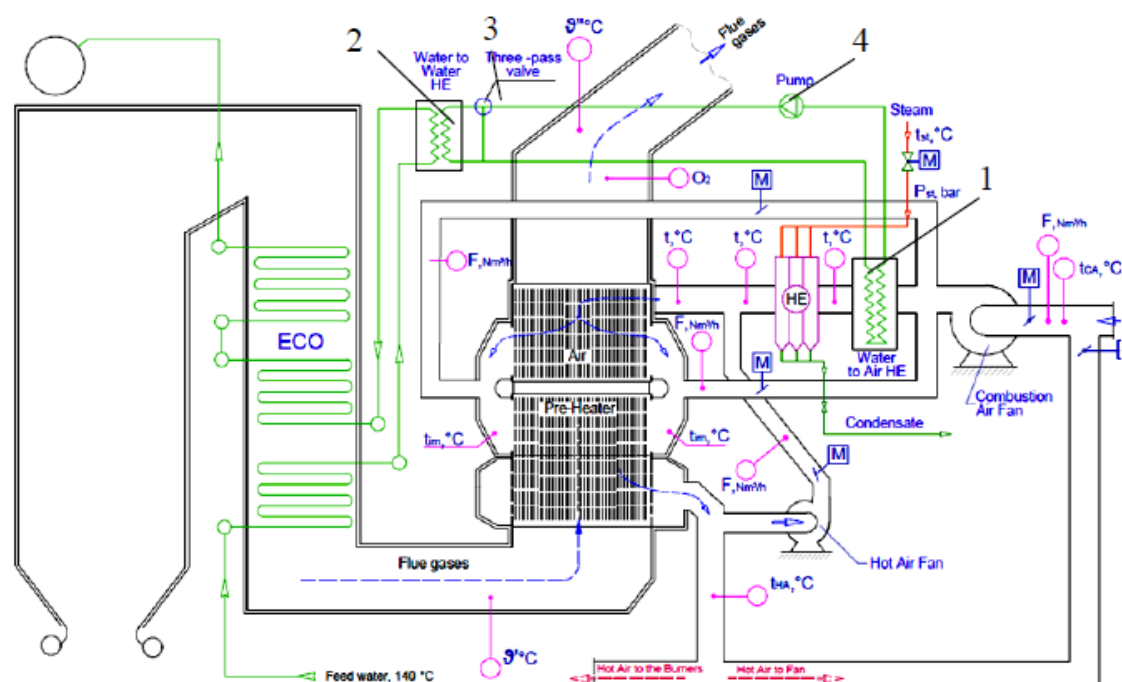
Обобщая опыт реконструкции схемы предварительного подогрева воздуха реконструированных котлов Северной ЭС последовательно от котла ст. №5 к котлу ст. №7, можно сделать некоторые выводы. На всех котлах был применен калориферный подогрев воздуха и перепуск холодного воздуха в более горячие кубы ТВП. Первоначально для большей надежности (чтобы холодный воздух гарантировано попадал на горячие трубы) на котле ст. №5 перепуск был осуществлен в третий куб. В результате такой организации потоков часть воздуха вообще не охлаждает первые два куба. Испытания, выполненные на этом котле, а также результаты уточненных расчетов показали, что большую эффективность будет иметь подача части холодного воздуха во второй куб, что и было реализовано на котле ст. №6. Это повысило эффективность работы ТПВ и снизило температуру уходящих газов несколько больше, чем на котле ст. №5, при сохранении той же надежности работы труб (температура стенок выше температуры точки росы дымовых газов). И, наконец, на котле ст. №7, ко всему уже внедренному на котле ст. №6, был добавлен вентилятор принудительной рециркуляции горячего воздуха. Это увеличило гибкость схемы – нагревать воздух перед ТВП стало возможным как за счет паровых калориферов, так и за счет рециркуляции горячего воздуха, что также повысило экономичность котла.

Испытания реконструированного котла ст. №7 показали возможность подогрева воздуха на входе в первый пакет ТВП до 120 - 130 °С и обеспечение температуры уходящих дымовых газов – не более 190 - 210 °С. При этих параметрах обеспечивается надежная работа ТВП и эффективность котла в целом.

Дальнейшее усовершенствование схемы подогрева воздуха на котлах, сжигающих два вида топлива с существенно разной теплотой сгорания (как, например, генераторный и полукоксовый газ), может быть связано с упоминавшимся выше комбинированием парового и экономайзерного подогрева воздуха перед ТВП. Следует отметить, что при переводе сланцевых котлов на сжигание газов требуется значительно увеличить экономайзерную поверхность. Это, в первую очередь, необходимо для режимов сжигания низкокалорийного генераторного газа, при сжигании которого температуры по газовому тракту

снижаются, и большая часть теплообмена переносится на хвостовые поверхности. Степень кипения экономайзера повышается, иногда даже выше величины, рекомендуемой в [51]. В этом случае часть тепла экономайзера имеет смысл перенести в водяной калорифер подогрева воздуха перед ТВП, заменив тем самым тепло парового калорифера. При сжигании высококалорийного газа теплообмен будет более интенсивно проходить в топке и пароперегревателе, температура дымовых газов в экономайзере и температура уходящих газов будет достаточно низкой. В этом случае целесообразно в большей степени нагружать паровой калорифер для повышения температуры воздуха на входе в ТВП.

На рисунке 4.5. представлена схема комбинированного подогрева воздуха перед ТВП с использованием тепла экономайзера, парового калорифера и рециркуляции горячего воздуха. В отличие от уже реализованной на котле ст. №7 схемы, между ВД и паровым калорифером предлагается установить водяной калорифер (1), тепло в который подается из экономайзера.



1 – водяной калорифер; 2 – промежуточный теплообменник; 3 – трехходовой кран; 4 – насос;

Рисунок 4.5 - Схема комбинированного предварительного прогрева воздуха перед ТВП с использованием тепла экономайзера, парового калорифера и рециркуляции горячего воздуха

Нагрев воды в контуре водяного калорифера происходит в промежуточном теплообменнике (2), включенном в пароводяной тракт котла в рассечку между ступенями экономайзера. Давление в контуре водяного калорифера может быть существенно меньше, чем давление в контуре котла.

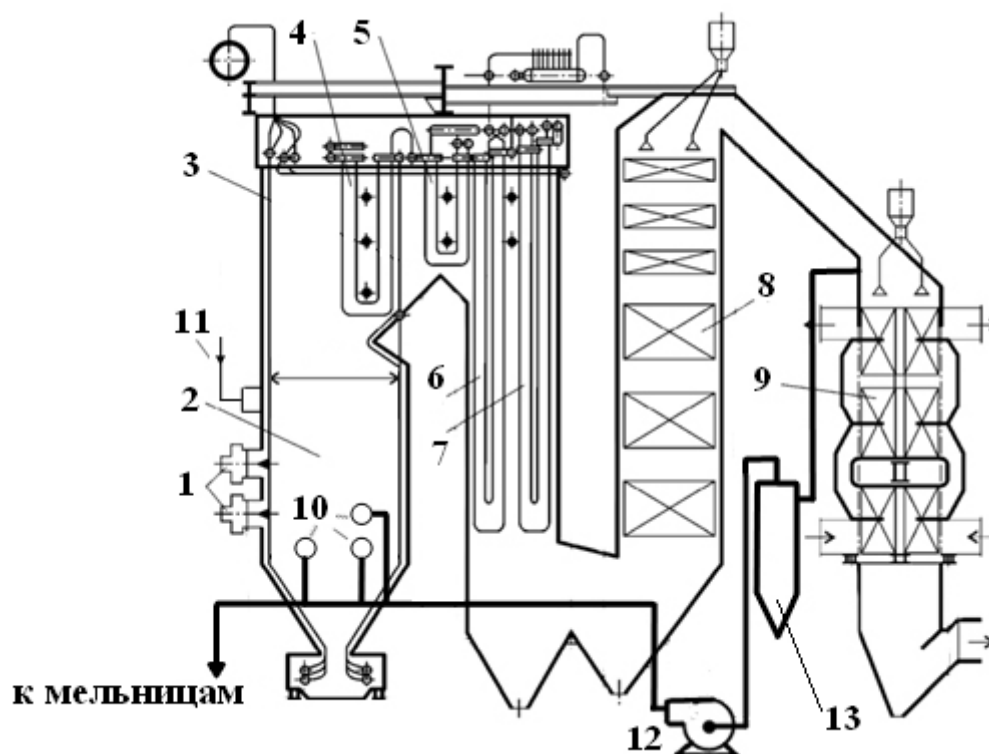
Регулирование температуры подогрева воздуха осуществляется изменением количества тепла, отбираемого от экономайзера в промежуточном теплообменнике (2) за счет перепуска части воды через трехходовой кран (4) мимо теплообменника (2).

Положительный опыт котлов Северной ЭС сланцеперерабатывающего комбината в г. Кохтла-Ярве, входящей в состав фирмы VKG ENERGIA OÜ, показал возможность организовать нагрев воздуха таким образом, чтобы практически исключить воздействие низкотемпературной коррозии при сохранении экономичности (температуры уходящих газов) реконструированных котлов. Тем не менее, при создании новых котлов для сжигания газообразных продуктов сланцепереработки следует рассматривать также возможность отказа от подогрева воздуха в ТВП. Как отмечалось выше, подогрев воздуха необходим только при сжигании низкокалорийного генераторного газа. При сжигании полукоксового газа, а также смеси полукоксового и генераторного газов подогрев воздуха нежелателен, поскольку способствует повышенному образованию NO_x . В качестве «хвостовых» поверхностей нагрева таких котлов достаточно применять экономайзерные поверхности при условии обеспечения температуры воды в них выше температуры точки росы дымовых газов.

4.2. Анализ процессов шлакования и теплообмена при совместном сжигании полукоксового газа и сланца

Как уже говорилось в начале главы, при совместном сжигании сланца и высококалорийных газообразных продуктов сланцепереработки возникает риск зашлаковки поверхностей нагрева топки и пароперегревателя.

Процессы шлакования и теплообмена при совместном сжигании полукоксового газа и сланца исследовались на котле ТП-101 (Еп-640/135) Эстонской ЭС концерна EESTIENERGIA. Схема котла показана на рисунке 4.6.



1 – сланцевые горелки, 2 – топка, 3 – НРПП, 4 – ШПП-I и II ступени, 5 – ШПП-III и IV ступени, 6 – ШПП-V и VI ступени, 7 – промежуточный пароперегреватель, 8 – экономайзер, 9 – воздухоподогреватель, 10 – горелки полукоксового газа (для пилотного котла), 11 – сопла воздушного дутья (для пилотного котла), 12 – дымосос рециркуляции (для пилотного котла), 13 – циклон (для пилотного котла).

Рисунок 4.6 - Схема реконструированного котла ТП-101 с дополнительными газовыми горелками и системой рециркуляции

Котел барабанный, с естественной циркуляцией, двухкорпусный, паропроизводительностью 640 т/ч (по 320 т/ч на каждый корпус), изготовлен ТКЗ «Красный котельщик» и предназначен для сжигания эстонских сланцев. Тепловая нагрузка каждого корпуса по входящему топливу составляет 280 МВт. Температура перегрева пара в настоящее время по условию исключения высокотемпературной коррозии поддерживается на уровне 525/515 °С.

Топочная камера – призматическая, с уравновешенной тягой, в сечении представляет собой прямоугольник с размерами по осям труб 8650×15080 мм. На фронтальной стене между испарительными экранами расположен настенный радиационный пароперегреватель (НРПП). Потолок топки экранирован пароперегревательными трубами. На фронтальной стене топочной камеры каждого корпуса в два яруса устанавливаются восемь горелок производительностью 16,5 т/ч при работе на сланце (по четыре в каждом ярусе).

Котельный агрегат выполнен из двух самостоятельных одинаковых корпусов, имеющих по два опускающих и поднимающих газохода. Первый (подъемный) газоход образует топочную камеру, второй (опускающей) заполнен ширмами пароперегревателей (ШПП) высокого и низкого давления. Топочная камера соединена с опускающей шахтой горизонтальным газоходом, в котором расположена ширмовая часть пароперегревателя высокого давления. В третьем (подъемном) газоходе находятся поверхности водяного экономайзера; в четвертом (опускающей) – расположен трубчатый воздухоподогреватель. Такая компоновка поверхностей нагрева вызвана специфическими свойствами сланцевой золы. До температуры дымовых газов порядка 500 °С все поверхности нагрева выполнены ширмовыми с редким шагом для уменьшения загрязнения.

Для регулирования температуры перегретого пара высокого давления установлены три ступени впрыскивающих пароохладителей. Пароперегреватель промежуточного перегрева – двухступенчатый, ширмовый. Для регулирования температуры промперегрева на входе установлен паропаровой теплообменник.

Водяной экономайзер – двухступенчатый: первая ступень – ширмовая с редким шагом, вторая – конвективная с коридорным и шахматным расположением труб.

Трубчатый воздухоподогреватель – двухпоточный, состоит из трех секций и расположен во втором опускающей газоходе.

Первоначально по химическому составу минеральной части топлива (горючего сланца) были определены показатели шлакующих свойств, и в частности допустимая по условиям шлакования температура дымовых газов.

Химический состав минеральной части сланца определяли путем отбора проб золы уноса и их последующего анализа в Испытательном центре «Теплотехник» ОАО «ВТИ». В таблице 4.1 представлены результаты химического анализа и приведен усредненный состав минеральной части сланца.

Таблица 4.1 - Элементный состав минеральной части сланца на прокаленную массу, масс. %

<i>Показатель</i>	<i>Величина</i>			
	<i>20.02.13, сборная проба</i>	<i>27.03.13, проба бл. № 3</i>	<i>27.03.13, проба бл. № 5</i>	<i>средняя</i>
SiO ₂	26,8	24,1	26,2	25,7
Al ₂ O ₃	6,7	6,6	6,9	6,7
TiO ₂	0,3	0,4	0,4	0,4
Fe ₂ O ₃	3,8	4,4	4,0	4,1
CaO	45,0	51,6	46,4	47,7
MgO	5,4	4,8	5,2	5,1
K ₂ O	1,7	1,7	2,1	1,8
Na ₂ O	0,2	0,2	0,2	0,2
SO ₃	10,1	6,0	8,6	8,3

Оценка допустимой по условиям шлакования температуры проводилась по программе Coral, разработанной в ВТИ. В результате установлено, что допустимая по условиям шлакования температура дымовых газов составляет 1150 °С (рисунок 4.7.)

При совместном сжигании сланца и полукоксового газа лимитирующим фактором, ограничивающим долю последнего, являются температура факела и температура дымовых газов на выходе из топки, которая по условиям шлакования не должна превышать 1140 °С. В свою очередь, эти температуры определяются теплотой сгорания сланца и долей полукоксового газа при их совместном сжигании.

По результатам расчетов [93], выполненных с помощью программы «Boiler Designer» (Приложение А), построена зависимость максимально возможной доли полукоксового газа в суммарном тепловыделении при его совместном сжигании со сланцем от теплоты сгорания последнего в условиях, когда температура на выходе из топки не превышает 1140 °С (рисунок 4.8.)

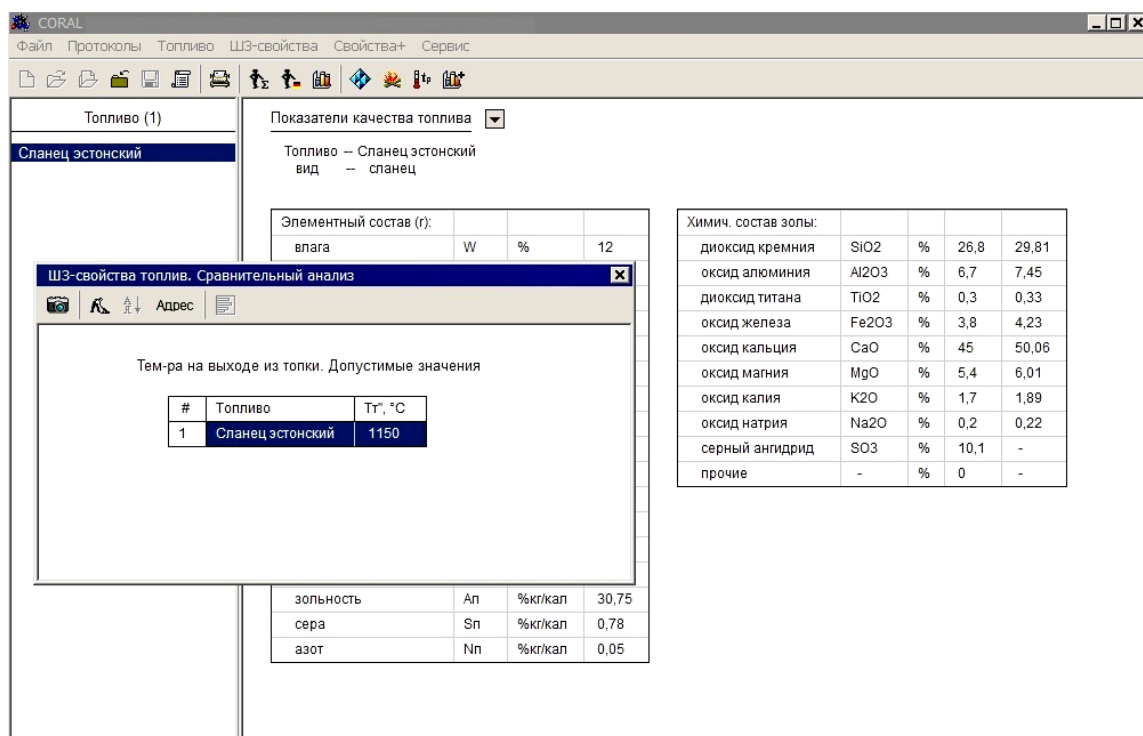


Рисунок 4.7 - Результаты оценки допустимой температуры дымовых газов по условиям шлакования

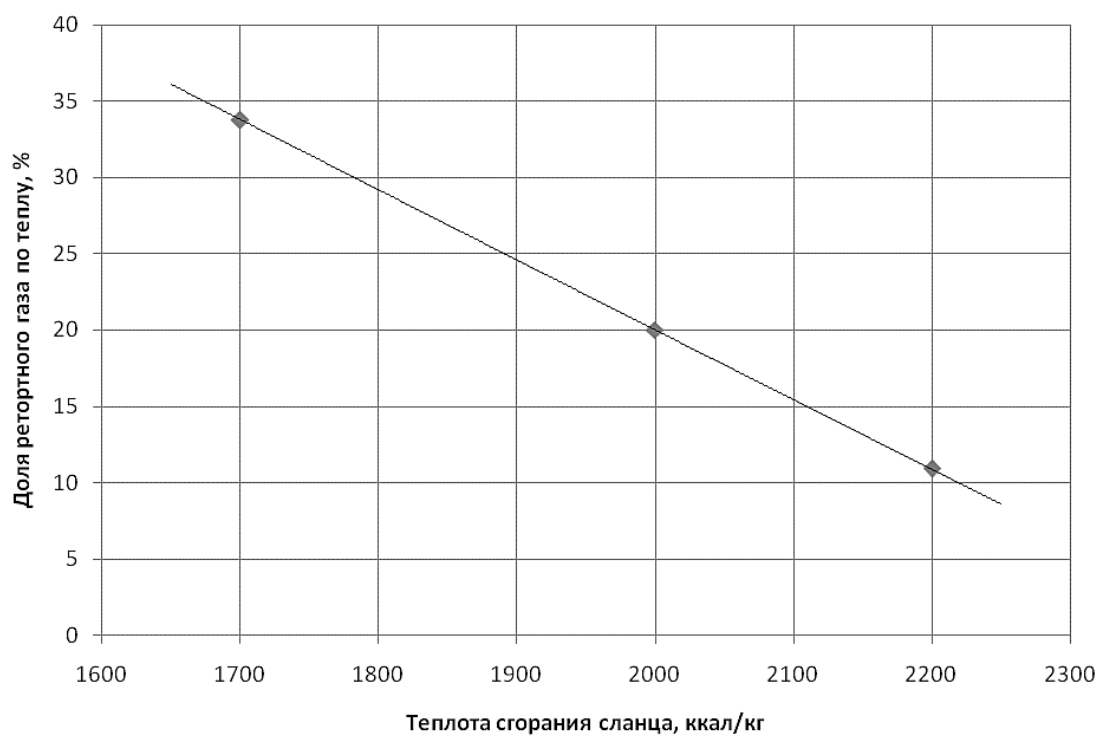


Рисунок 4.8 - Зависимость максимальной доли полукоксового газа от теплоты сгорания сланца

Из рисунка 4.7. видно, что при сжигании сланца с проектной теплотой сгорания (9,42 МДж/кг и выше), в котле можно сжигать полукоксового газа не более 7 % по теплу, что в настоящее время и допускается режимной картой котла. Однако в последнее время в котлах сжигается сланец с более низкой теплотой сгорания ($Q_i^r=8380$ кДж/кг и ниже). В этом случае появляется возможность увеличить долю газовой составляющей до 20 % по тепловыделению.

Следует отметить, что с увеличением доли полукоксового газа в общем топливном балансе котла происходит ощутимый рост температур (как адиабатической, так и температуры на выходе из топки) и, следовательно, эффективной температуры факела. Это компенсирует снижение степени черноты факела. В результате наблюдается повышение тепловосприятия топки.

Тепловосприятие настенных радиационных пароперегревательных поверхностей топочной камеры и первых по глубине газового тракта ступеней ширм также возрастает. Однако это связано с большим уровнем температур газов и, следовательно, температурных напоров. Сам коэффициент теплопередачи несколько падает из-за заметного уменьшения степени черноты газов и, как результат, уменьшения лучистой составляющей. Далее по ходу газового тракта влияние излучения из топки нивелируется, а за счет меньших объемов продуктов сгорания разница в температурных напорах снижается, и происходит инверсия – тепловосприятие пакетов уменьшается в сравнении с режимом сжигания только сланца [93]. Именно из-за перераспределения тепловосприятий между отдельными поверхностями нагрева за счет изменений в теплообменных процессах и ограничивают долю сжигаемого полукоксового газа в котле ТП-101.

Дальнейшие возможности по увеличению доли сжигаемого полукоксового газа открывает для этого типа котлов рециркуляция дымовых газов в топку. Следует отметить, что в энергетике способ сжигания топлив с рециркуляцией дымовых газов широко известен [32, 33, 94 и др.]. В зависимости от решаемых задач, часть дымовых газов может вводиться в горелки, в различные зоны котла, в систему пылеприготовления. Круг решаемых задач также достаточно широк – это и снижение образования оксидов азота, и увеличение температуры перегрева

пара, и локальная защита экранов топки от шлакования, и улучшение условий сушки топлива в системе пылеприготовления. В данном случае показана целесообразность применения рециркуляции на котле ТП-101 для решения двух задач – устранения опасности шлакования и снижения выбросов оксидов азота (о последнем подробнее в следующей главе).

Как показали расчеты по программе Boiler Designer, при рециркуляции до 10 % доля полукоксового газа может возрасти до 40 % по теплу при значениях теплоты сгорания сланца 7,12–9,42 МДж/кг (7125 – 9430 кДж/кг). Для сохранения требуемого уровня температур на выходе из топки (примерно 1140 °С) с увеличением доли полукоксового газа в общем тепловыделении степень рециркуляции дымовых газов также почти пропорционально растет (рисунок 4.9.).

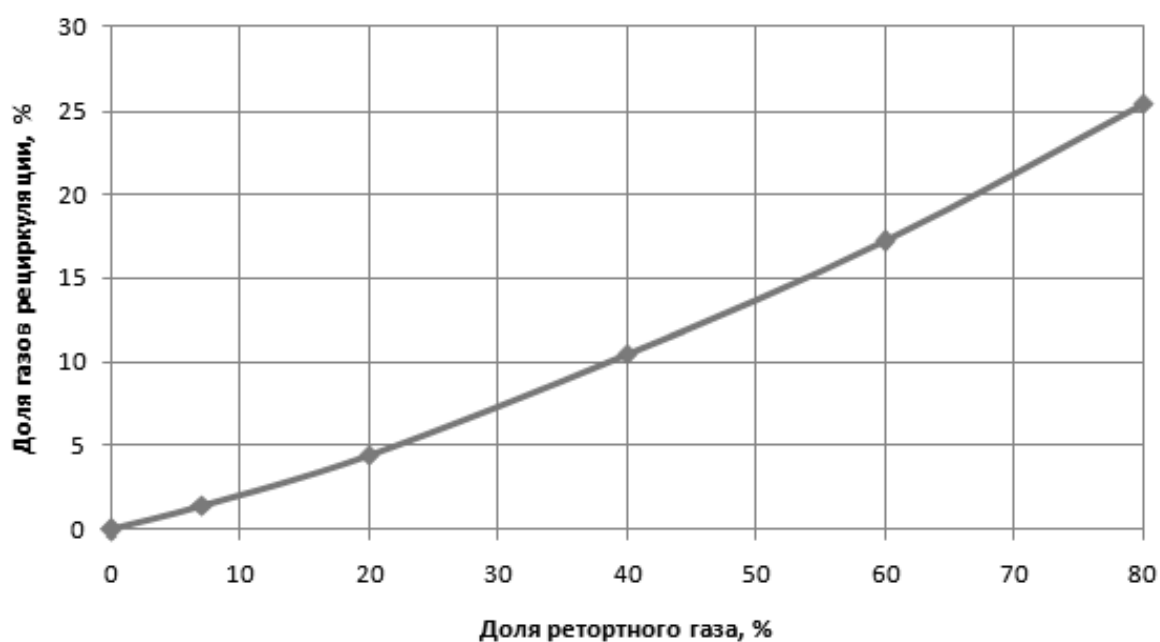


Рисунок 4.9 - Зависимость доли газов рециркуляции от доли полукоксового газа в соотношении «полукоксовый газ/сланец» (по теплу) при условии сохранения температуры в топке на уровне, соответствующем режиму сжигания только сланца

Проверка расчетных прогнозов выполнялась на котле ТП-101 блока 2 корпус А Эстонской ЭС, который был выбран для реконструкции в качестве

пилотного котла. Реконструкция котла заключалась в установке на боковых экранах котла дополнительных шести горелок полукоксового газа общей тепловой мощностью по газу до 116 МВт и оснащении котла системой рециркуляции дымовых газов. Газы рециркуляции отбираются из газохода котла на участке перед воздухоподогревателем с каждой стороны. Далее они очищаются от золы в циклонах (рисунок 4.6, поз.13), после очистки дымовые газы поступают на всас дымососов рециркуляции (рисунок 4.6, поз. 12), установленных с каждой стороны котла, и далее могут направляться либо к горелкам полукоксового газа, либо в молотковые мельницы. Каждая такая горелка состоит из центральной и периферийной части. В центральной части сжигается до $120 \text{ м}^3/\text{ч}$ полукоксового газа в чистом воздухе, в периферийной части сжигается до $1500 \text{ м}^3/\text{ч}$ такого газа во вторичном воздухе, в который могут добавляться дымовые газы рециркуляции. На рисунке 4.10. представлен скрин-шот системы управления горелками из DCS котла (левая сторона).

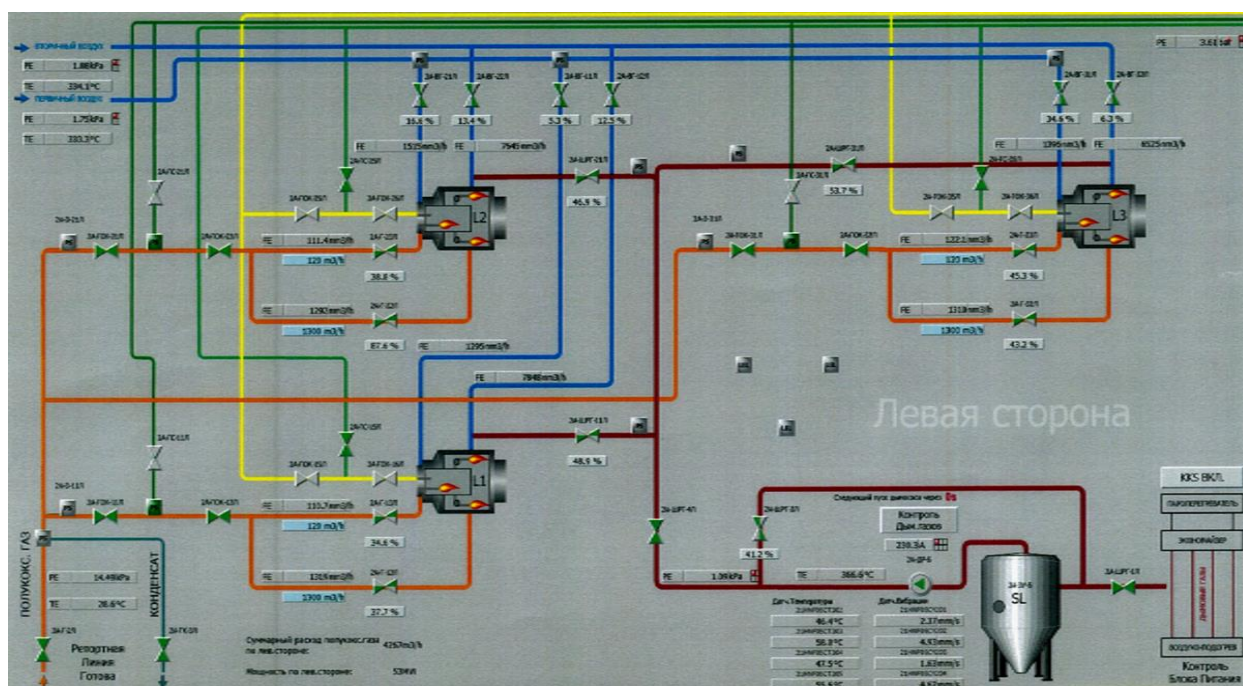


Рисунок 4.10 - Скрин-шот системы управления горелками и системой рециркуляции из DCS котла 2А Эстонской ЭС

На рисунке 4.10 показаны три газовые горелки и дымосос рециркуляции, а также элементы контроля всех потоков (газ, воздух и дымовые газы).

Следует отметить, что рециркуляция дымовых газов в горелки позволяет не только поддерживать температуры в топке на уровне, характерном для сжигания сланца, и тем самым исключить шлакование, но и уменьшает образование оксидов азота в факеле горелок полукоксового газа.

С июня 2014г. котел ст. №2А эксплуатируется в режиме совместного сжигания сланца и полукоксового газа, доля которого длительный период поддерживается на уровне 35 - 40 % по теплу. Статистический анализ данных штатных замеров температуры в контрольных точках топки котла ст. № 2А в течение этого периода показал, что отклонений температур от значений, регламентируемых режимной картой котла для сжигания только сланца, не зафиксировано. Шлакований поверхностей нагрева не отмечается, периоды работы котла между остановами на чистку сохранились прежними. Иных негативных явлений при эксплуатации котла не проявилось.

Отметим также, что система рециркуляции может эффективно использоваться не только для газовых горелок, но и при работе котла при сжигании только сланца [95,96]. А на режимах совместного сжигания сланца и газа рециркуляция дымовых газов может применяться не только в дутьевой воздух, но и непосредственно в горючий газ, как, например, это предусмотрено в патенте [97]. Основной целью такого приема, в особенности применительно к котлам с ЦКС, является понижение температуры продуктов сгорания полукоксового газа и сохранение температурного режима в топке и по газовому тракту котла. Предварительное перемешивание высококалорийного горючего газа и дымовых газов рециркуляции также создает хорошие условия для организации более равномерного распределения полукоксового газа, вводимого в поток продуктов сгорания сланца в надслоевое пространство котла с ЦКС.

4.3. Заключение по главе 4

1. Разработаны и внедрены на действующих котлах мероприятия по предотвращению низкотемпературной сернокислотной коррозии. Предложены варианты технологических схем, применимые как при

сжигании отдельных газов, так и их смесей. При подогреве части воздуха на входе в ТВП до 120 – 130°С обеспечивается режим работы котла с температурой уходящих газов до 180-210°С.

2. Расчетным путем обоснована целесообразность применения на котле ТП-101 рециркуляции дымовых газов в топку в объеме до 10-12% для предотвращения опасности шлакования топки и ширмовых поверхностей на режимах совместного сжигания сланца и полукоксового газа. Система рециркуляции внедрена на промышленном котле ТП-101, получены экспериментальные подтверждения эффективности выбранного подхода при увеличении доли сжигаемого газа до 40 % по теплу.

Глава 5. Снижение выбросов оксидов азота и серы при сжигании газов сланцепереработки

Ранее в главе 2 было указано, что при сжигании газов сланцепереработки выбросы оксидов серы и оксидов азота могут заметно превышать действующие нормативы. В этой главе более подробно рассматриваются технологии, применение которых позволило существенно снизить выбросы NO_x и SO_2 .

5.1. Снижение выбросов NO_x

Оксиды азота являются одним из вредных компонентов, содержащихся в продуктах сгорания топлив, и для них действуют ограничительные нормы. Основной компонент – монооксид азота. Различают три типа оксидов азота в соответствии с механизмом их образования – 1) термические, 2) быстрые и 3) топливные. Термические оксиды азота образуются в соответствии с закономерностями цепного механизма, установленного Зельдовичем [98], и зависят в основном от температуры процесса. Быстрые оксиды азота образуются в пламени с участием азотсодержащих радикалов [99]. Топливные оксиды образуются из азотсодержащих компонентов топлива и в меньшей степени зависят от температуры процесса [47, 100-102]. Ранее было отмечено, что газы сланцепереработки практически не содержат топливного азота, поэтому при сжигании газов следует ожидать образования только быстрых и термических оксидов азота.

5.1.1. Выбросы NO_x при сжигании генераторного газа

Жаропроизводительность и температура горения генераторного газа невысоки. Жаропроизводительность приведена в таблице 2.1, ее величина около 1300°C , а расчетная адиабатическая температура горения в подогретом воздухе при разных коэффициентах избытка воздуха и температурах его подогрева показана на рисунке 5.1. Низкие температуры горения дают основание ожидать низких значений концентраций оксидов азота в продуктах сгорания.

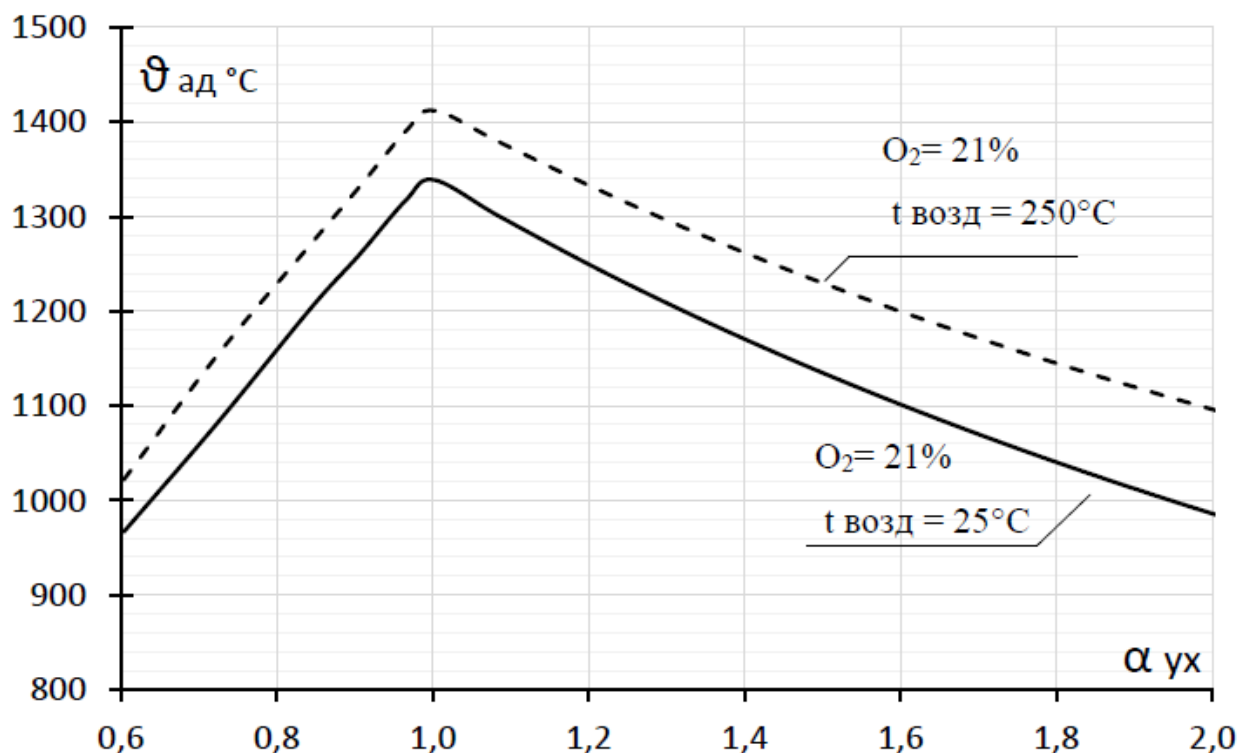


Рисунок 5.1 - Зависимость адиабатической температуры продуктов сгорания генераторного газа от коэффициента избытка воздуха

Здесь и далее расчеты адиабатической температуры и равновесного состава продуктов сгорания газов сланцепереаботки и других горючих смесей выполняются по программе, разработанной в Кинтех Лаб и описанной в [103].

Измеренные концентрации NO_x при сжигании генераторного газа на котлах БКЗ-75-39, Е-50, Е-25 находятся в пределах 35 – 50 мг/нм³ в пересчете на объем сухих газов при $O_2 = 3\%$. Температура горячего воздуха после ТВП составляет 200 – 250°C, коэффициент избытка воздуха в горелках поддерживается по возможности близким к 1,05 – 1,15. Каких-либо специальных мероприятий для снижения указанных концентраций на котлах не внедряется, они не требуются ввиду низкого значения NO_x .

5.1.2. Снижение выбросов NO_x при сжигании полукоксового газа

Полукоксовый газ является высококалорийным топливом с высокой жаропроизводительностью. Расчетная адиабатическая температура для

сравнимых условий (температура подогрева воздуха и избытки воздуха) превышает таковую для метана (см. рисунок 5.2). Высокая скорость распространения пламени, более широкие пределы воспламенения смесей с воздухом, многокомпонентный углеводородный состав, продуцирующий углеводородные радикалы при горении – эти факторы могут способствовать образованию повышенных концентраций NO_x при горении.

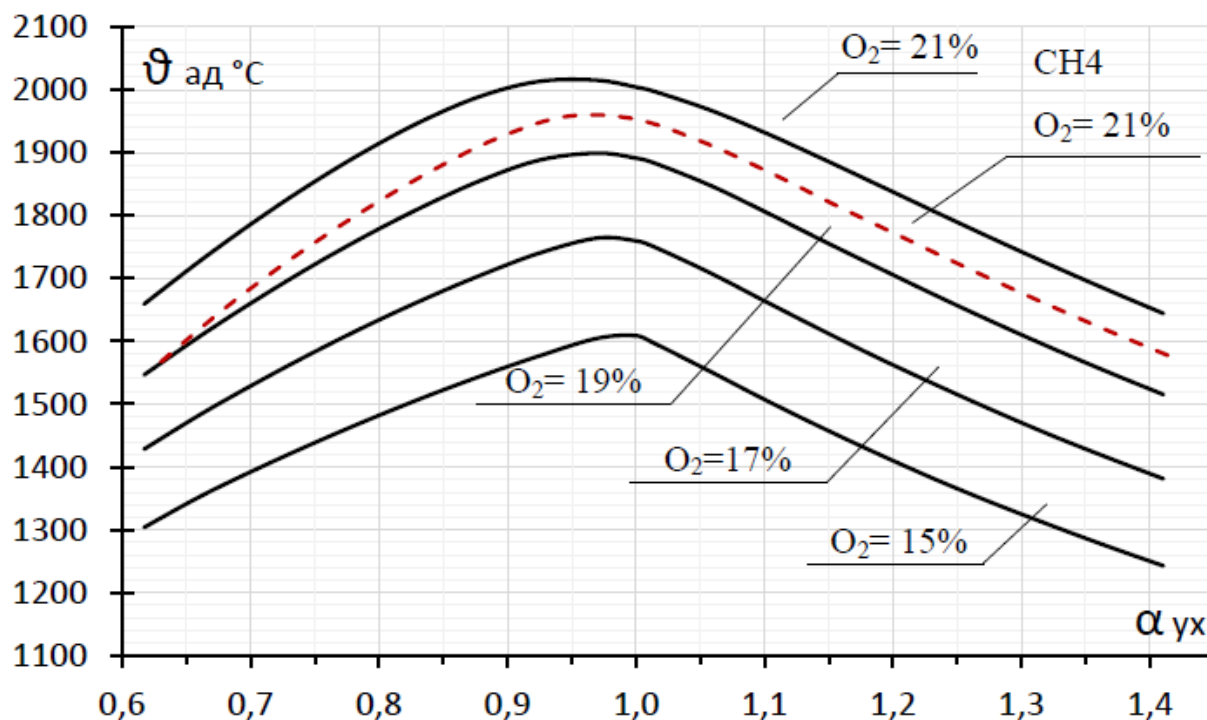


Рисунок 5.2 - Зависимость адиабатической температуры продуктов сгорания полугоксового газа от коэффициента избытка воздуха (температура воздуха +25 °C)

Экспериментально получены концентрации NO_x до 650 мг/нм³ при сжигании на котле БКЗ-75-39 только полугоксового газа без применения специальных мероприятий по снижению концентраций и до 750 мг/нм³ в продуктах сгорания полугоксового газа при его совместном сжигании со сланцем на котле ТП-101 в воздухе без дымовых газов рециркуляции [104, 105]. Такие концентрации существенно превышают европейские нормы для новых (100 мг/нм³) и даже старых котлов (200 или 300 мг/нм³ в зависимости от

мощности) и потому требуют применения специальных мероприятий для их снижения.

5.1.2.1. Применение горелок специальных конструкций

Существуют определенные закономерности, которые применяют при разработке конструкций горелок с низким выходом оксидов азота. Это применение внутренней рециркуляции дымовых газов к корню факела, растянутый по длине факел, распределенное (позонное) подмешивание воздуха на горение по длине факела, распределенный (струйный) подвод газа по сечению горелки и некоторые другие приемы [44-47].

Перечисленные особенности применены в конструкциях следующих горелок для сжигания полукоксового газа, которые более подробно были описаны ранее в главе 3.

1. Прямоточная горелка без завихрителя центрального воздуха с несколькими газораспределительными струями большого диаметра (до 35 мм). Конструкция горелки показана в таблице 3.2. (поз. 4). Горелка имеет длинный (до 6 метров) факел, используется в схеме ступенчатого (нестехиометрического) сжигания, устанавливается на втором горелочном ярусе и работает с большим избытком воздуха для подачи избыточного воздуха на дожигание продуктов сгорания горелок нижнего яруса, которые работают с низким избытком воздуха.
2. Горелка с одной центральной и несколькими периферийными газораздаточными трубами. Конструкция показана в таблице 3.2. (поз. 5, 6 и 7). Горелка имеет менее теплонапряженный и более длинный факел.
3. Горелка с центральной газораздаточной трубой с плоским торцом или коническим торцом и полным двухрегистровым завихрением воздуха по всему сечению. Конструкция показана в таблице 3.2. (поз. 3). Горелка имеет короткий факел и развитую зону обратных токов в центральной части факела.

Сами по себе горелки не обеспечивают необходимого снижения концентрации NO_x до нормативов и применяются в основном в комбинации с другими методами.

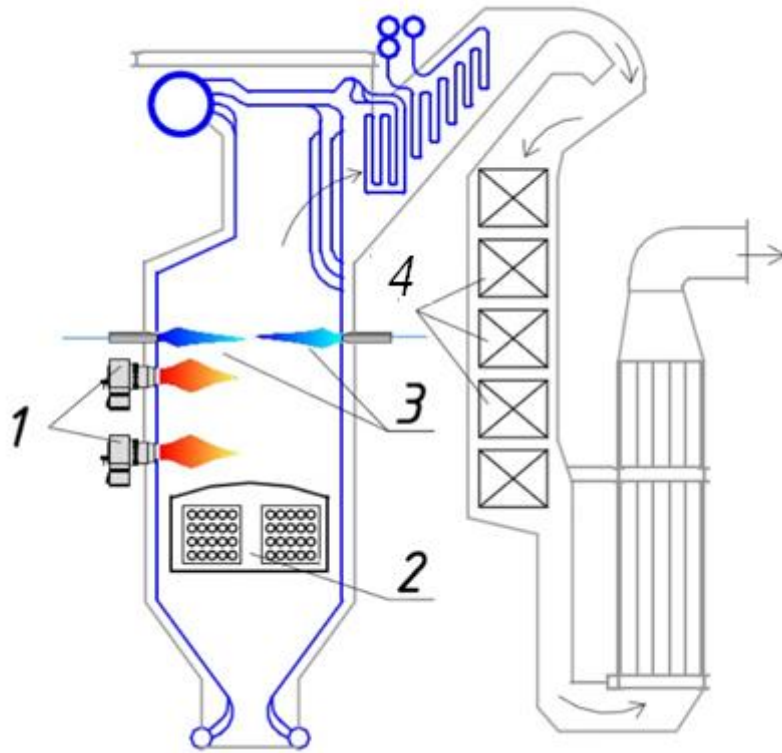
Следует отметить также влияние мощности горелок на образование оксидов азота – при прочих равных условиях меньшие концентрации оксидов азота обеспечиваются при большем числе горелок меньшей единичной мощности.

5.1.2.2. Применение ступенчатого сжигания

Ступенчатое сжигание является наиболее распространенной технологией для снижения выбросов оксидов азота. При одноярусном расположении горелок ступенчатое сжигание может реализовываться через ступенчатую подачу воздуха (часть воздуха подается в горелки, а часть выше горелок). При расположении горелок в два яруса и более ступенчатое сжигание может быть организовано как за счет ступенчатого распределения воздуха по ярусам горелок и выше них через специальные сопла, так и через ступенчатое распределение топлива по ярусам горелок (staged air or staged fuel). И то, и другое имеет целью организацию зон с избытком топлива (в них происходит пониженное образование оксидов азота или восстановление образовавшихся) или с избытком окислителя (в этих зонах происходит дожигание продуктов неполного горения). Но в конечном итоге на выходе из топки должен поддерживаться небольшой избыток воздуха в продуктах сгорания.

Экспериментальные исследования процессов образования NO_x при ступенчатом сжигании выполнялись на котлах БКЗ-75-39 предприятия VKG Energia OÜ.

На четырех котлах БКЗ-75-39 горелки полукосового газа располагались на фронтальной стене (по две горелки в два яруса). Один котел из этих четырех (№7) имеет также два сопла третичного воздуха на фронтальном экране выше горелок второго яруса, а один котел (№5) имеет четыре сопла третичного воздуха выше горелок второго яруса – по два на фронтальном и заднем экране. Схема котла с расположением горелок и сопел третичного воздуха приведена на рисунке 5.3.



1 – горелки полукоксового газа; 2 – горелки генераторного газа; 3 – третичный воздух; 4 – экономайзер

Рисунок 5.3 - Схема сжигания газообразных продуктов сланцепереработки с организацией стадийной подачи воздуха и топлива на котле №5 (на котле №7 – третичный воздух только на фронтном экране)

Такие широкие возможности производственной базы позволили провести испытания при различных комбинациях распределения топлива и воздуха по горелкам.

Основные результаты оказались следующими.

1. На котлах без подачи третичного воздуха, а только за счет перераспределения топлива и воздуха по ярусам горелок (горелки нижнего яруса работали с более высоким расходом газа и с коэффициентами избытка воздуха менее единицы) минимально достигнутые концентрации NO_x составили 170 – 220 мг/м³. Температура горячего воздуха составляла 200 – 250 °С, содержание кислорода на выходе из топki $\text{O}_2=2-4\%$. Концентрации CO при этом не превышали 10 – 20 ppm.

2. На котлах с подачей третичного воздуха через сопла выше горелок было возможным добиться более глубокого снижения концентрации NO_x . Расход третичного воздуха составлял 20 – 25 % от теоретически необходимого. При этом настройке перераспределения газа и воздуха по ярусам горелок уделялось меньше внимания, чем в варианте без третичного воздуха, хотя нижний ярус горелок по-прежнему работал с более глубоким недостатком воздуха, чем верхний. Были достигнуты концентрации $\text{NO}_x=145 - 170 \text{ мг/м}^3$.
3. Расчетный прогноз по методике [106] ожидавшихся концентраций NO_x на реконструированных котлах БКЗ-75-39 оказался ниже реальных экспериментальных данных.
4. Для достижения более низких концентраций оксидов азота на этих котлах к проведенным мероприятиям, очевидно, следует добавить рециркуляцию дымовых газов в горелки или в зону горения.

5.1.2.3. Применение рециркуляции дымовых газов

Рециркуляция дымовых газов в горелки полукоксового газа применялась на реконструированном котле ТП-101 Эстонской ЭС (корпус 2А) на режимах совместного сжигания сланца и полукоксового газа. Целью этого мероприятия было снижение выбросов NO_x в продуктах сгорания газовых горелок до уровня 200 мг/м^3 , что соответствовало разрешенному уровню концентраций для сланцевых котлов.

Совместное сжигание полукоксового газа со сланцем на котле ТП-101 без рециркуляции дымовых газов в периферийный воздух газовых горелок было возможным лишь при подаче большого количества избыточного воздуха в горелки ($\alpha = 1,3 - 1,4$) для понижения температуры в ядре горения полукоксового газа для снижения рисков шлакования топки и пароперегревательных поверхностей на выходе из топки. Замеренные концентрации NO_x в дымовых газах на режимах без рециркуляции приведены на рисунке 5.4.

Концентрации NO_x в продуктах сгорания собственно сланца составляют 280 – 320 мг/нм^3 (в пересчете на сухой дымовой газ с содержанием $\text{O}_2 = 6\%$). Зная измеренную концентрацию NO_x в продуктах совместного сжигания сланца и газа, концентрацию NO_x в продуктах сгорания только газа можно выделить расчетным путем пропорционально тепловой доле газа с небольшой корректировкой по некоторой разнице в объемах продуктов сгорания сланца и газа.

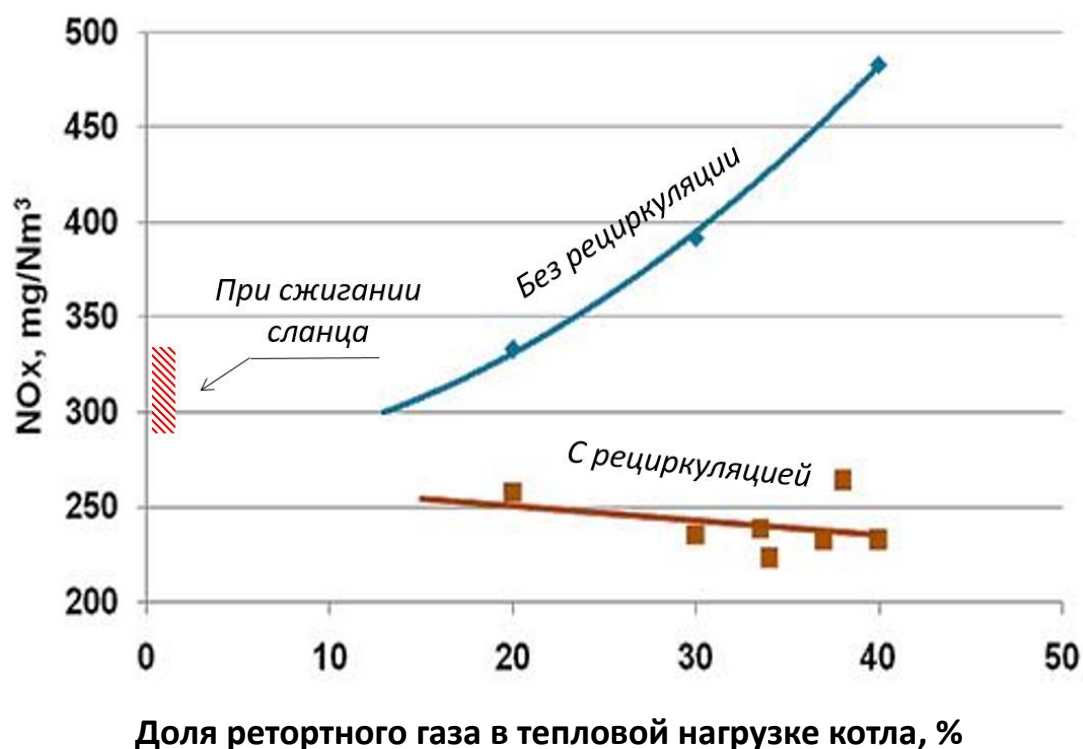


Рисунок 5.4 - Концентрации NO_x в уходящих газах продуктов совместного сжигания сланца и полукоксового газа в котле ТП-101

На основании такого пересчета уровень NO_x для газовых горелок тепловой мощностью 19 МВт, установленных на котле ТП-101 на режимах без рециркуляции и с избытком воздуха в горелках $\alpha = 1,3 - 1,4$ при температуре горячего воздуха на горение $t_{\text{гв}} = 340^\circ\text{C}$ составляет до 750 мг/нм^3 .

Газовые горелки были изначально спроектированы на работу с подачей дымовых газов рециркуляции в воздух на горение. Планировалось степень рециркуляции до 10-12 % на котел в целом и соответственно до 25 – 30 % на горелки, поскольку доля сжигаемого полукоксового газа должна была составлять до 40 % от тепловой мощности котла.

На образование NO_x в газовых горелках в данном проекте ожидалось влияние следующих негативных факторов:

1. Ограничения по компоновке газовых горелок на котле, которые вызвали необходимость такого их расположения, при котором факел газовых горелок располагался вблизи ядра факела сланцевых горелок
2. Высокая температура горячего воздуха – до 340°C .
3. Ограничения по нормальной организации ступенчатой подачи воздуха на газовые горелки, поскольку этот воздух мог участвовать в дожигании и сланца.

Выбор позитивно влияющих факторов был следующим:

1. Конструкция горелки
2. Рециркуляция дымовых газов
3. Пониженные избытки воздуха в горелке и использование для дожигания неорганизованного воздуха в топке (избыточного воздуха сланцевых горелок и воздушных присосов в топку).

При проведении экспериментальных исследований по влиянию рециркуляции и других режимных параметров горелок на выбросы NO_x на каждой горелке постоянно выполнялись измерения следующих параметров – 1) расходов газа в центральную и в периферийную часть горелки, 2) расходов воздуха в центральную и периферийную часть горелки, 3) расходов дымовых газов рециркуляции на каждую горелку, 4) концентрации кислорода в дымовых газах рециркуляции. Периодически выполнялся контроль концентрации кислорода в смеси периферийного воздуха и дымовых газов на горелку. Перечисленные измерения позволяли контролировать два важных для режима работы каждой горелки параметра – коэффициент избытка воздуха в горелке ($\alpha_{\text{гор}}$) и содержание кислорода в смеси воздуха и дымовых газов ($\text{O}_{2\text{см}}$). Последний параметр эквивалентен доле балласта в дутьевом воздухе на горение, поэтому его можно рассматривать как аналог рециркуляции в традиционном понимании (см. также ранее представленное описание такого подхода к контролю режимов работы горелок с рециркуляцией в гл. 3.2.1.). Состав полукоксового газа

контролировался по данным химлаборатории один раз в сутки, поэтому при планировании текущего режима работы горелок расходы воздуха планировались из средних прогнозируемых значений состава газа.

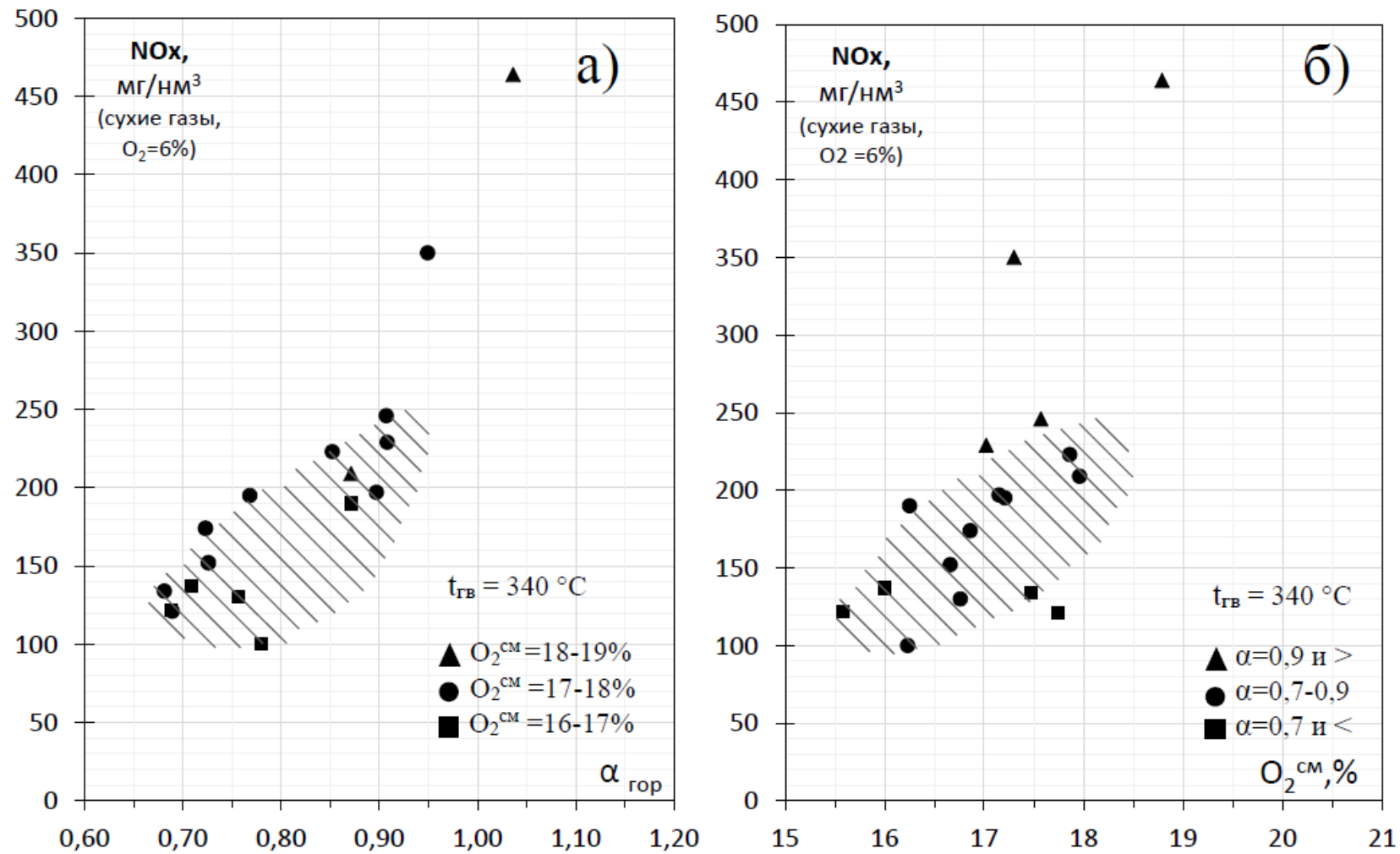
Измеренные концентрации NO_x в продуктах сгорания полукоксового газа приведены на рисунке 5.5.

Обработка экспериментальных данных выполнена по методике, описанной в главе 3. Все данные на рисунках продублированы с целью выявления зависимости NO_x от двух интересующих нас параметров – коэффициента избытка воздуха и содержания кислорода в дутьевом воздухе на горение. Из рисунка 5.5 очевидны тенденции снижения NO_x в зависимости от снижения коэффициента избытка воздуха в горелках и снижения концентрации кислорода (увеличения доли балласта) в дутьевом воздухе.

Количественные показатели этого можно обозначить следующим образом. Целевые концентрации в 200 мг/нм^3 в продуктах сгорания газовых горелок достигаются на режимах работы горелок при - 1) коэффициентах избытка воздуха в горелках около 0,75 – 0,90 и 2) заметной доле рециркуляции дымовых газов в дутьевой воздух, при которой концентрация кислорода в смеси $\text{O}_{2\text{см}}$ опускается до 16,5 – 17,5 %. Дожигание продуктов неполного сгорания газа осуществляется в объеме топки за счет избыточного воздуха, поступающего в топку через сланцевые горелки и присосы в топку. Концентрация кислорода в дымовых газах на выходе из топки контролируется автоматическим кислородомером и поддерживается на уровне 5 – 6 % в соответствии с режимной картой котла. При избытках воздуха в горелках близких к единице одного только влияния рециркуляции оказывается недостаточно для снижения концентраций NO_x до 200 мг/нм^3 .

Полученные на котле ТП-101 экспериментальные результаты оказались полезны при планировании технологий и разработке конструкций новых котлов в чисто газовом варианте, для которых нормы выбросов NO_x составляют 100 мг/нм^3 . Речь идет о представленных на рисунке 5.5 режимах с $\alpha_{\text{гор}} = 0,7 - 0,8$ и с

содержанием кислорода в воздушной смеси на горение от 15,5 % до 17,5 %, для которых концентрации NO_x оказались в диапазоне 100 – 150 мг/м³.

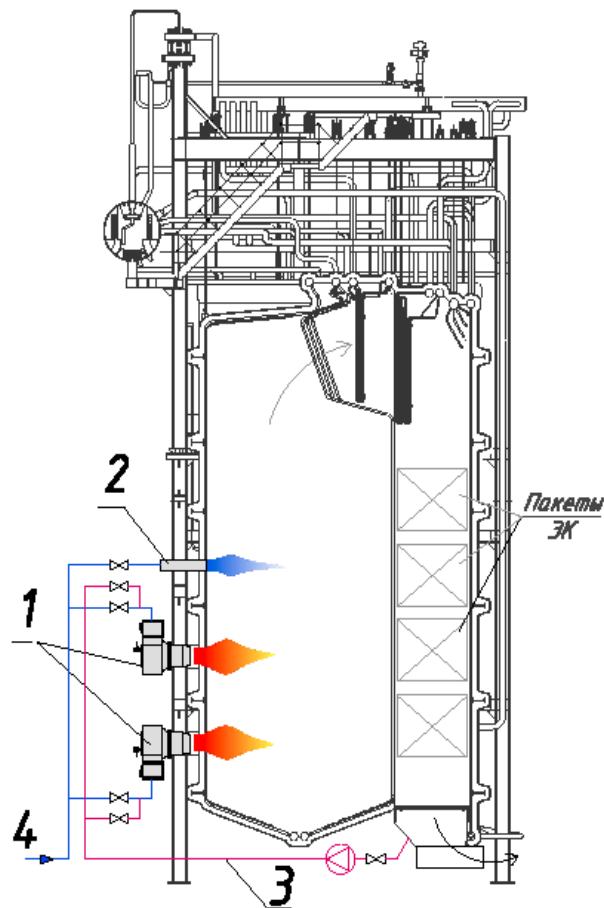


Рисунок

5.5 - Экспериментальные данные на котле ТП-101 по концентрациям NO_x в продуктах сгорания полукоксового газа в зависимости от избытка воздуха в горелке $\alpha_{\text{гор}}$ (а) и содержания кислорода в окислителе $\text{O}_2^{\text{см}}, \%$ (б)

Эти результаты дают основание ожидать реального достижения норматива в 100 мг/нм^3 в топках с двухъярусным расположением горелок, с меньшей температурой подогрева воздуха, с организацией ступенчатого сжигания по топливу и по воздуху, и при подаче дымовых газов рециркуляции в дутьевой воздух.

Именно такой режим сжигания полукоксового газа предусмотрен в качестве базового режима на котле Е-135 Белгородского котельного завода с шестью горелками мощностью по 20 МВт конструкции ВТИ-ЕНТЕН и дымососом рециркуляции. Схема топki с расположением горелок, сопел третичного дутья и дымососа рециркуляции представлена на рисунке 5.6.



1 – горелки для одновременного сжигания полукоксового и генераторного газа;
2 – третичный воздух; 3 – дымовые газы рециркуляции; 4 – общий воздух на горение

Рисунок 5.6 - Схема технологии снижения выбросов оксидов азота на котле №4 (D = 135 т/ч) VKG ENERGIA OÜ при сжигании полукоксового и генераторного газа

Котел барабанный, двухходовой, сомкнутой компоновки, газоплотный.

Топочная камера выполнена из мембранных труб, в сечении представляет прямоугольник 9050×5400 мм. Шесть горелок, конструкция которых приведена в табл. 3 (поз. 7), размещены в два яруса с расстоянием между ярусами 2400 мм, по три горелки в каждом ярусе с расстоянием между горелками 2100 мм. Для сжигания используется подогретый в калориферах до 100 – 110 °С воздух, забираемый из котельного помещения. Подогрев осуществляется для поддержания в воздуховодах температуры не менее 130 – 140 °С для исключения низкотемпературной сернистой коррозии воздуховодов к горелкам на режимах с рециркуляцией в дутьевой воздух дымовых газов с температурой до 220 °С. Сопла вторичного дутья располагаются над осями горелок верхнего яруса на расстоянии 3000 мм. Кислородомер размещается во втором ходе примерно в середине котельного пучка (в районе температур 500 °С).

Для снижения образования NO_x в котле Е-135-3,2-420ДГ были предложены следующие мероприятия:

- рециркуляция дымовых газов в горелки;
- организация ступенчатого сжигания;
- выполнение нижнего ската холодной воронки без обмуровки.

Поставка котла и горелок выполнена в конце 2015 года. Монтаж ожидается в 2016 году, пусконаладочные работы – в 2017г. Планируемый уровень выбросов NO_x – не более 100 мг/нм³ (в сухих дымовых газах в пересчете на объем при $\text{O}_2=3\%$) во всем диапазоне нагрузок котла.

5.2. Снижение выбросов SO_2

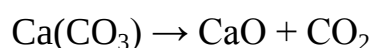
Как отмечалось в главе 2 концентрации SO_2 в продуктах сгорания и генераторного, и полукоксового газа могут быть чрезвычайно высокими – от 4000 до 7000 мг/нм³ в сухих газах при $\text{O}_2=3\%$. Выбор технологий снижения выбросов достаточно ограничен – предварительное удаление серы из топлива, внутритопочные мероприятия и установки десульфуризации уходящих газов. Применение обессеривания топливных газов в сланцепереработке оценивается

сланцепереработчиками в Эстонии как экономически необоснованное. Применявшиеся ранее установки для удаления сероводорода из камерного и генераторного газа, работавшие на основе мышьяково-содового метода, были закрыты в начале 1990-х годов. Два других направления снижения выбросов сернистых газов в атмосферу рассматриваются более подробно с анализом технических особенностей. Оба основаны на использовании местного сырья (известняка), как в качестве исходного продукта для получения реагента (отожженной извести), так и напрямую. При совместном сжигании сланца и газов сланцепереработки в качестве абсорбента может использоваться активная окись кальция, образующаяся при декарбонизации известняка, содержащегося в минеральной части сланца [107-112].

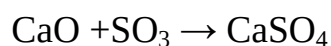
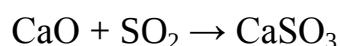
Для очистки дымовых газов после котлов на предприятия EESTI ENERGIA AS и VKG ENERGIA OÜ применяются полусухие технологии десульфуризации NID и SDA, использующие в качестве реагента известь.

5.2.1. Испытания по связыванию SO₂ различными сорбентами

Из внутритопочных мероприятий известен метод, основанный на подаче в топку мелкопомолотого известняка. При попадании в топку вначале происходит декарбонизация известняка с получением извести:



Затем известь (окись кальция) связывает оксиды серы



Зона оптимальных температур для реакции связывания SO₂ - 900 – 1100 °С, а SO₃ связывается в более широком диапазоне.

Для оценки эффективности метода в его применении к генераторному газу был построен опытный стенд (рисунке 5.7.), в который генераторный газ подавался из стационарного газопровода.

Стенд представляет собой вертикальную цилиндрическую теплоизолированную камеру сгорания объемом 0,04 м³ с горелкой в нижней части.

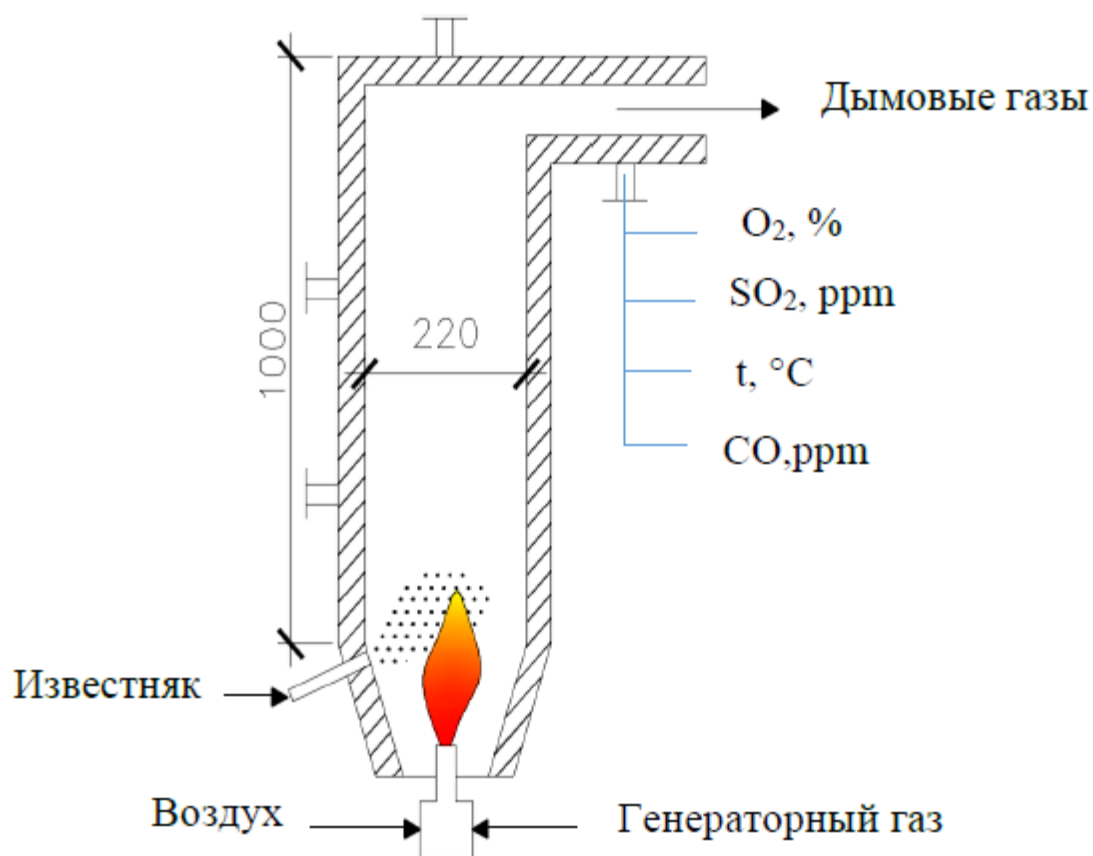


Рисунок 5.7 - Модель стенда испытания метода связывания диоксида серы известняком

В качестве сорбента использовался помолотый известняк и зола от сжигания сланца, содержащая до 16 % свободной окиси кальция. Состав газа и характеристики сорбентов контролировались по данным химлаборатории (см. Приложение Б).

Расходы газа, воздуха и сорбента измерялись, газовый анализ дымовых газов выполнялся переносным газоанализатором testo-350. Состав генераторного газа анализировался в химлаборатории VKG AS, состав и дисперсность сорбентов – в лаборатории Таллиннского Технического университета (Приложения Б).

Расход генераторного газа на стенд составлял до $20 \text{ м}^3/\text{ч}$ (тепловая мощность до 21 кВт), время пребывания газов в камере сгорания – 0,3 – 0,6 сек, исходная концентрация диоксида серы в продуктах сгорания составляла до 6000 мг/нм^3 .

Результаты связывания соединений серы известняком и сланцевой золой представлены на рисунке 5.8.

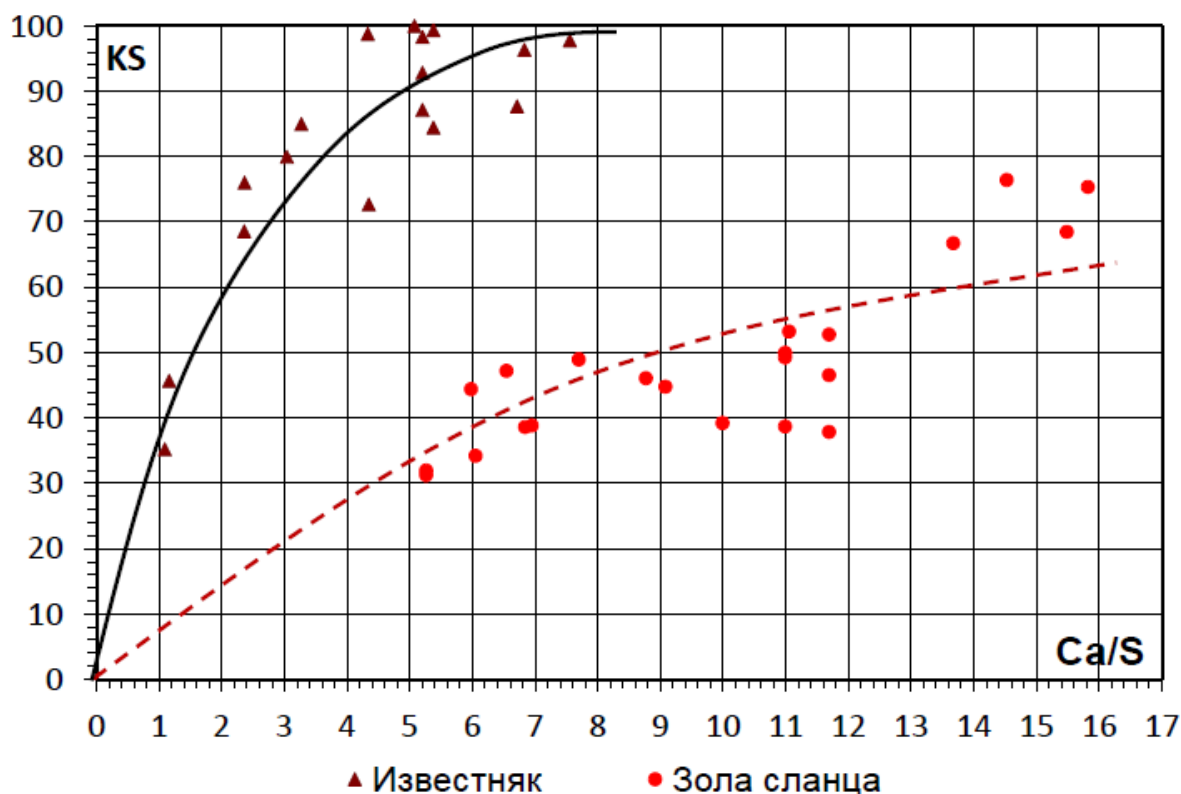


Рисунок 5.8 -Зависимость коэффициента связывания серы (KS) от соотношения Ca/S при сжигании генераторного газа

Основные выводы по итогам экспериментов на данной установке – 1) при использовании известняка в качестве сорбента степень связывания серы достаточно высока (55-75 %) при умеренном мольном соотношении Ca/S (2-3), 2) зола сланца с содержанием свободной окиси кальция около 16 % является заметно более худшим сорбентом, степень связывания серы составляет 30 – 50 % при соотношении Ca/S равном 5-8.

5.2.2. Промышленные испытания связывания SO_2

Эксперименты по проверке метода связывания оксидов серы помолотым известняком продолжились на промышленном котле БКЗ-75-39, реконструированном под совместное сжигание сланца и генераторного газа [26]. Было проведено две серии экспериментов, различавшихся лишь способом ввода известняка.

В первой группе экспериментов известняк подавался через штатные молотковые мельницы котла, где он размалывался и потоком первичного воздуха подавался в топку через амбразуры существующих сланцевых горелок. Особенностью такого ввода известняка был грубый помол в молотковых мельницах и плохое перемешивание потока сорбента с факелом газа. Расход генераторного газа на котел составлял до 40 000 м³/ч (в работе были две дубль-горелки), расход известняка – 2,0 – 7,5 т/ч, соотношение Ca/S менялось от 2,0 до 8,0. Степень связывания серы при соотношении Ca/S от 2 до 4 составила от 15 до 30 %.

Во второй группе экспериментов известняк вдувался воздушной струей диаметром 400 мм в центральную зону горения в ядро газового факела (предварительный мелкий помол сорбента и хорошее перемешивание сорбента с газовым факелом). В этой группе экспериментов при расходе газа на котел до 40 000 м³/ч и при соотношении Ca/S от 1,5 до 2,0 степень связывания составила от 24 до 30 %.

Во всех случаях котел работал только на генераторном газе. Из-за невысокой температуры в ядре факела (до 1100 – 1200 °С) не было трудностей с выбором зоны в топке, в которую следовало подавать известняк без риска оплавления поверхности частиц, как например, это имеет место в котлах, сжигающих сланец и полукоксовый газ.

Выводы по результатам стендовых испытаний и испытаний на котлах были таковы:

1. Метод связывания диоксида и триоксида серы при подаче помолотого известняка в топку работает, степень связывания серы может находиться в пределах 55 – 75 % при соотношении Ca/S=2–3 для условий хорошего перемешивания продуктов сгорания и сорбента, при оптимальных температурных условиях и достаточном времени пребывания в зоне оптимальных температур. Однако, полного выполнения экологических норм за счет только этого метода добиться невозможно при высоких исходных концентрациях диоксида серы.

2. Связывание оксидов серы за счет подачи известняка в топку котла имеет преимущества в виде дешевизны реагента, простоты аппаратного оснащения, защиты хвостовых поверхностей котла от низкотемпературной коррозии.
3. Метод особенно подходит для случая сжигания низкокалорийных сернистых газов, когда из-за низких температур пламени не происходит оплавления поверхности частиц извести при декарбонизации и не происходит уменьшения реакционной поверхности сорбента.
4. Недостатками метода являются низкая эффективность при умеренной подаче реагента, необходимость периодической очистки хвостовых поверхностей нагрева от отложений продуктов связывания серы и необходимость постоянной очистки дымовых газов от твердых продуктов связывания серы.
5. Обоснование целесообразности метода должно выполняться для условий конкретных производств. Метод может работать в комбинации с установками десульфуризации при частичном связывании серы в топке и как поставщик реагента (отожженной в топке извести) для установок десульфуризации дымовых газов.
6. Метод может иметь преимущества перед другими методами при относительно невысокой исходной концентрации диоксида серы в газах (до 0,10 – 0,15 % для генераторного газа до 0,85 – 1,10 % для полукоксового) и при относительно высоких разрешенных нормах выбросов SO_2 (до 800 – 1000 мг/нм³), который могут действовать, например, для котлов малой мощности и введенных в работу до 2016 года.

5.3. Заключение по главе 5

1. Выбросы оксидов азота при сжигании генераторного газа не превышают 35 – 50 мг/нм³ и потому специальных мероприятий по их снижению не требуется.

2. При сжигании полукоксового газа выбросы оксидов азота могут быть достаточно высоки – до 750 мг/нм^3 . Для снижения выбросов NO_x до нормативных значений, которые в зависимости от мощности и года ввода котла в эксплуатацию могут быть от 100 до 300 мг/нм^3 , может потребоваться применение комплекса внутритопочных мероприятий или даже специальных методов очистки дымовых газов.
3. При сжигании полукоксового газа на котлах БКЗ-75-39 и ТП-101 была показана эффективность применения ступенчатой подачи воздуха и топлива, а также эффективность применения рециркуляции дымовых газов в дутьевой воздух на горелки на снижение NO_x до требовавшихся нормативных значений.
4. На основе анализа экспериментов по применению внутритопочных мероприятий позитивно оценена возможность достижения нормативных концентраций в 100 мг/нм^3 на новом котле Е-135 с шестью горелками, расположенными в два яруса на фронтальной стене котла. На котле предусмотрена также подача третичного воздуха выше горелок и подача дымовых газов рециркуляции в горелки.
5. При сжигании газов сланцепереработки выбросы диоксида серы достаточно высоки. Для достижения нормативов по выбросам на новых котлах большой мощности требуется установка систем десульфуризации уходящих газов.
6. Применение технологии подачи известняка в топку котла может быть оправданным только в исключительных случаях, когда допустимые нормативы для конкретных установок достаточно высоки или, когда остатки известня после декарбонизации известняка в топке могут быть использованы в качестве реагента в установках десульфуризации.

Выводы по диссертации

Основные результаты работы сводятся к следующему:

1. Оптимальным решением энергетической утилизации побочных газообразных продуктов сланцепереработки на данный момент является их сжигание в котлах ТЭС.
2. Определены необходимые для проектирования горелочных устройств и котла в целом основные теплотехнические характеристики генераторного и полукоксового газов (теплота сгорания и расходы воздуха на их сжигание, температуры горения, пределы взрываемости, скорости распространения пламени, температура точки росы дымовых газов, безразмерная топливная характеристика) и исследованы свойства продуктов их сгорания. Измерены уровни концентраций оксидов азота и серы, которые при сжигании полукоксового газа составляют соответственно 600 - 750 и 1740 - 6620 мг/нм³, а при сжигании генераторного газа - 35 - 50 и 3390 - 7950 мг/нм³.
3. Предложены ключевые принципы проектирования горелок для сжигания полукоксового и генераторного газов. На их основе разработаны две основные модели горелок – с центральной газораздаточной трубой и с несколькими газораздаточными трубами по сечению горелки, каждая из которых имеет ряд модификаций, отличающихся способом подачи воздуха на горение, возможностью подачи дымовых газов рециркуляции и др. Основные технические решения прошли промышленную апробацию на действующих котлах (всего изготовлено и установлено на различных котлах около 50 горелок различной модификации).
4. Предложена модификация «азотной» формулы расчета коэффициента избытка воздуха для котлов, сжигающих газы сланцепереработки. Разработана методика контроля режимов работы горелок с рециркуляцией дымовых газов.

5. Исследованы и решены основные проблемы сжигания побочных газообразных продуктов сланцепереработки в энергетических котлах, каковыми являются зашлаковка поверхностей нагрева при совместном сжигании газа и сланца и коррозия хвостовых поверхностей нагрева из-за высокой температуры точки росы, которая для продуктов сжигания этих газов составляет 130 - 140 °С.
6. Предложены внутритопочные (первичные) мероприятия, позволяющие за счет рециркуляции дымовых газов в горелки в комплексе с организацией стадийной подачи окислителя и топлива в 4 - 6 раз снизить концентрацию оксидов азота (до нормативных значений $\text{NO}_x = 100 \text{ мг/нм}^3$).
7. Для достижения нормативных значений по выбросам серы требуется установка систем десульфуризации уходящих газов. Исследуемая в работе технология подачи сорбента в топку котла может быть использована только в исключительных случаях, когда допустимые нормативы для конкретных установок достаточно высоки.
8. Обобщены и изложены рекомендации по учету особенностей сжигания газов сланцепереработки при проектировании новых газовых котлов и при реконструкции существующих сланцевых котлов (Приложение В). Опыт работы котлов на эстонских электростанциях с уже внедренными рекомендованными мероприятиями показал их обоснованность.

Список литературы

1. Ots, A. Oil Shale Fuel combustion [Text] /A Ots.-Tallinn.: Trükitud Tallinna Raamatutrükikojas, 2006. -384 p.
2. Волков, Э.П. Энерготехнологическое использование сланца: избранные труды [Текст] : в 5-и томах / Э.П. Волков.- М.: Издательский дом МЭИ, 2015. — 480с. — 4 т.
3. Месторождения горючих сланцев мира [Текст]/ ред. В.Ф. Череповского. — М.: Наука, 1988. — 263 с.
4. Горючие сланцы [Текст]/ ред. Т.Ф.Иена, Дж.В.Чилингаряна: пер. с англ. - Л.: Недра ,1980. - 261с.
5. Добрянский, А.Ф. Горючие сланцы СССР [Текст] /Ф.Ф.Добрянский.—Л.: Гостоптехиздат, 1947. — 232 с.
6. Кузнецов, Д.Т. Энерготехнологическое использование горючих сланцев (технико-экономические аспекты) [Текст] /Д.Т. Кузнецов. -М.: «Энергия», 1978. - 215с.
7. Справочник сланцепереработчика [Текст] /под ред. М.Г. Рудина, Н.Д.Серебрянникова. -Л.: Химия, 1988. - 256с.
8. Стрижакова, Ю.А. Горючие сланцы. Генезис, составы, ресурсы [Текст]/ Ю.А. Стрижакова. -М.: Недра, 2008. — 192с.
9. Banerjee, D.K. Oil Sands, Heavy Oil and Bitumen. From Recovery to Refinery. Tusla [Text] / D.K. Banerjee. - Oklahoma, USA.: PennWell Corp, 2012. — 185 p.
10. Lyts, K. Der estländische Brennschifer-Kukersut, seine Chemie [Text] /K. Lyts // Technologie und Analyse. Reval. -1944. - No. 6.- P.356
11. Kozhevnikov,A.V. On the history of oil shale chemical processing in Russia and in Estonia [Text] / A.V.Kozhevnikov// Oil Shale.-1992.-vol. 9, No.4. —P. 361-372.
12. Yefimov, V. Oil shale processing in Estonia and Russia [Text] / V. Yefimov // Oil Shale.-2000. - vol. 17, No.4. — P. 365-385.

13. Kann, J. About the gasification of kukersite oil shale [Text]/ J.Kann, A.Raukas, A.Siirde //Oil Shale. -2013. - Vol.30, No.2S. -P.283-293.
14. Yefimov, V. Development of the oil shale processing industry in Estonia after World war II [Text] / V. Yefimov, I. Rooks, H. Rootalu //Oil Shale.-1994. - vol. 11, No.3. - P. 265-275.
15. Темическая переработка сланца-кукерсита [Текст]/ ред. проф. док-ра техн-наук М.Я. Губергрица. –Таллин.: Валгус, 1966. – 355 с.
16. Блохин, А.И., Энерготехнологическая переработка топлив твердым теплоносителем [Текст]/А.И. Блохин, М.И. Зарецкий, Г.П. Стельмах, Г.Б. Фрайман. -М.: - Светлый стан, 2005. – 336с.
17. Блохин, А.И., Новые технологии переработки высокосернистых сланцев [Текст]/ А.И. Блохин, М.И. Зарецкий, Г.П. Стельмах, Т.С. Эйвазов. – М.: Светлый стан: РАН, 2001. – 192 с.
18. Chilin, Zhou. General description of Fushun oil shale retorting factory in China [Text]/ Zhou Chilin // Oil Shale. – 1996. - vol. 13, No.1. - P.7-11.
19. Qian, J. Oil Shale development in China [Text] / J. Qian, J. Wang, S. Li// Oil Shale. – 2003. - vol.20, No.3. -P.356-359.
20. Wang,W.D.Retorting of pulverized oil shale in fluidized-bed pilot plant [Text] / W.D. Wang, C.Y. Zhou // Oil Shale.-2009.-Vol.26, No. 2 - P.108-113.
21. Han, X. Combined fluidized bed retorting and circulating fluidized bed combustion system of oil shale [Text]/ X. Han, Q. Li, M. Niu, Y. Huang, X. Jiang// Oil Shale. – 2014.- Vol.31, No.1. -P.42-53.
22. Sööt, Peet-Mati. Utilization of oil shale retort gas [Text]/ Peet-Mati Sööt, Hendrik Voll, Teen-Andrus Kõiv// Oil Shale. – 2012. - vol. 29, No.3. - P.248-267.
23. Volkov, E. The optimal process to utilize oil shale in power industry [Text]/ E. Volkov,O. Potapov // Oil Shale. –2000. - vol. 17, No.3. –P. 252-260.
24. Пат. на изобретение 2152526 Российская Федерация, МПК F02C6/00, F01K13/00. Способ и энергетическая установка для получения электроэнергии из сланца [Текст] / Волков Э.П., Гаврилов А.Ф., Гилев Д.А.,

- Петров М.С., Потапов О.П., Стельмах Г.П.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Энергетический научно-исследовательский институт им. Г.М. Кржижановского», № 99101575/06, заявл. 25.01.1999, опубл. 10.07.2000.
25. Yong Hui Zhao. Utilization of retort gas as fuel for internal combustion engine for producing power[Text] /Yong Hui Zhao, Yong Guang He// Oil Shale. - 2005. - vol. 22, No.1. -P. 21-24.
 26. Сидоркин В.Т. Опыт реконструкции котлов БКЗ-75-39ФСл для сжигания продуктов сланцепереработки [Текст] / В.Т. Сидоркин, А.Н. Тугов, В.М. Супранов [др.]//Энергетик. -2014. -№ 2. -С.68-70.
 27. Шимановский, О.В. Сжигание низкосортных и нетрадиционных топлив и отходов как метод малоотходной технологии [Текст]/ О.В. Шимановский, Б.Н. Трояновский, Р.М. Барзова //Малоотходная технология в энергетике: сб. науч. тр./ ЭНИН им. Г.М. Кржижановского. – М.,1985. – С.61-64.
 28. РД 34.26.105 (МУ 34-70-118-84). Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов [Текст]. – М.: Союзтехэнерго, 1986. - 12 с.
 29. Добряков, Т.С. Воздухоподогреватели котельных установок [Текст]/ Т.С. Добряков, В.К.Мигай, В.С. Назаренко и др.- Л.: Энергия. 1977. - 184 с.
 30. Апатовский, Л.Е. Подогрев воздуха на тепловых электростанциях[Текст]/Л.Е. Апатовский, В.Н. Фомина, В.А. Халупович. -М.: Энергоатомиздат, 1986. - 120 с.
 31. Отс, А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и Канско-Ачинских углей [Текст]/ А.А. Отс. - М.: Энергия, 1977. - 312 с.
 32. Серант, Ф.А. Исследование на модели топки котла П-67 пристенной газовой завесы для локальной защиты топочных экранов от шлакования [Текст]/ Ф.А. Серант, Ю.Л. Маршак, Э.М. Витухина//Теплоэнергетика. -1988. - №1. - С. 31-34.

33. Верзаков, В.Н. Изучение структуры факела котла П-67 и совершенствование организации топочного процесса [Текст] /В.Н. Верзаков, В.Г. Мещеряков, С.В. Срывков[лн]/// Электрические станции.-1992. - №11. - С.14-20.
34. Шимановский, О.В. Методика расчета горелочных устройств для сжигания низкокалорийных газовых топлив [Текст]/ О.В. Шимановский, Б.Б. Смирнов, В.Г. Ионов, Б.Н. Трояновский //Новые способы использования низкосортных топлив в энергетике:сб. науч. тр./ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, М. -1989. –С. 214.
35. Шимановский, О.В.Опыт внедрения специальных горелочных устройств для сжигания низкокалорийных газов сланцеперерабатывающей промышленности в топках котлов ТЭЦ [Текст]/ О.В. Шимановский, В.А. Спейшер, Ю.И. Белянин.//Сжигание топлив с минимальными вредными выбросами:тезисы докладов второго всесоюзного научно-технического семинара. – Таллинн: Издательство АН ЭССР, 1978. – С. 38.
36. Бреус, В.И. Разработка и совершенствование горелочных устройств для утилизации доменного и других низкокалорийных топлив в энергетических котлах металлургических производств [Текст] / В.И. Бреус, С.П. Тупицын, Н.С. Шестаков [др.] // Энергосбережение и водоподготовка. -2013. - №3. - С.45-47.
37. Горелочные устройства промышленных печей и топок. Справочник [Текст]/ под ред. А.А. Винтовкина, М.Г. Ладыгичева. -М.: Интермет Инжиниринг, 1999. – 560с.
38. Данилин, Е.А. Обобщенные характеристики топлив непостоянного состава и определение коэффициента избытка воздуха на их основе [Текст] / Е.А.Данилин, В.Н.Клочков //Теплоэнергетика. - 1983. - №11. - С. 75-77.
39. Данилин, Е.А. О контроле режима сжигания природных и промышленных газов [Текст] / Е.А.Данилин, В.Н.Клочков //Промышленная Энергетика. - 1983. - №12. - С. 35-37.

40. Данилин, Е.А. Определение коэффициента избытка воздуха при совместном сжигании двух видов топлива [Текст] / Е.А.Данилин, В.Н.Клочков //Промышленная энергетика.– 1982. - №5. – С. 10-13.
41. Данилин, Е.А. Определение балансового коэффициента расхода воздуха в котельных установках черной металлургии.[Текст] / Е.А.Данилин, В.Н.Клочков //Промышленная энергетика, 1988, №3. С. 30-33.
42. Сигал, И.Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива [Текст] / И. Я. Сигаля-Л.: «Недра», 1988. – 312 с.
43. Котлер, В.Р. Оксиды азота в дымовых газах котлов [Текст] / В.Р. Котлер - М.:Энергоатомиздат, 1987. -144 с.
44. Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды [Текст]: учебник для вузов / П.В. Росляков – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 336 с.
45. Росляков, П.В. Нестехиометрическое сжигание природного газа и мазута на тепловых электростанциях[Текст] / П.В.Росляков, И.А.Закиров -М.: Издательство МЭИ, 2001. - 144 с.
46. Окислы азота в продуктах сгорания топлив [Текст]: Сб. науч. тр. АН УССР – Киев: Наук. Думка, 1981. -204 с.
47. Енякин, Ю.П. Работы ВТИ по снижению выбросов оксидов азота технологическими методами [Текст] /Ю.П.Енякин, В.Р. Котлер, В.И.Бабий [др.] //Теплоэнергетика. -1991. - № 6. - С.33-38.
48. Котлер, В.Р. Усовершенствованный метод двухступенчатого сжигания топлива [Текст] / В.Р. Котлер//Теплоэнергетика. - 2007. - №2. – С. 4-8
49. Дойлов, С.К. О влиянии свободной окиси кальция при полукоксовании сланца в установке с твердым теплоносителем на выход и свойства продуктов [Текст] /С.К. Дойлов,В.М. Ефимов, Н.А. Пууре, М. О. Соо // Процессы переработки и продукты термического разложения горючих сланцев. –Таллинн: - Валгус, 1975. -С. 87-96.
50. А.с. 596612 МПК C10B49/16. Способ термической переработки многозольных карбонатных твердых топлив [Текст] / Губергриц М.Я.,

- Тягунов Б.И., Эленурм А.А., Лаус Т.Н., Мамай В.И., Чикул В.И. и др. №2155553, заявлено 17.07.1975; опубл. – 05.03.1978.
51. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод) [Текст]. - Изд. НПО ЦКТИ, СПб, 1998. – 256с.
 52. Трембовля, В.И. Теплотехнические испытания котельных установок [Текст] / В. И. Трембовля, Е. Д. Фингер, А. А. Авдеева.- М.: Энергия, 1977. – 296 с.
 53. Дубовкин, Н.Ф. Справочник по углеводородным топливам и их продуктам сгорания [Текст] / Н.Ф. Дубовкин. - М.-Л.: Госэнергоиздат, 1962. - 288 с.
 54. Ассад, М.С. Продукты сгорания жидких и газообразных топлив [Текст] / М.С. Ассад, О.Г. Пенязьков. - Минск.: Беларуская наука, 2010. - 305с.
 55. Равич, М.Б. Упрощенная методика теплотехнических расчетов [Текст] / М.Б. Равич. - М.: Изд. АН СССР, 1966. – 407с.
 56. Хитрин, Л.Н. Физика горения и взрыва [Текст] / Л.Н. Хитрин. М.: Изд. МГУ, 1957. - 443с.
 57. Хзмалян, Д.М. Теория горения и топочные устройства [Текст] / Д.М. Хзмалян, Я.А. Каган. - М.: Энергия, 1976. – 487с.
 58. Снегирев, А.Ю. Основы теории горения [Текст] / А.Ю. Снегирев. - СПб.: изд-во Политехн. ун-та, 2014. – 352с.
 59. Scholte, T.G. Burning velocities of mixtures of hydrogen, carbon monoxide and methane with air / T.G. Scholte, P.B. Vaags // Combustion and Flame. - 1959. - No. 3. - P. 511-524.
 60. Coward, H.F. Limits of flammability of gases and vapors [Text] / H.F. Coward, G.W. Jones. – US, Washington, 1952. - 155 p. (Bulletin 503 Bureau of Mines/ Gov. printing office).
 61. Либлик В.К. Пожароопасные свойства сланцевых продуктов [Текст] / В.К. Либлик, А.К. Аунап. - Таллинн.: Валгус, 1976. – 95с.
 62. Zhao, F. Inert gas dilution effect on flammability limits of hydrocarbons mixtures [Text]: Dissertation for the degree of PhD: December 2011/ F. Zhao. - Texas A&M University, 2011. – 196 p.

63. Randle, L.K. The prevention of acid condensation in oil fired boilers [Text] / L.K. Randle, R.D. Wilson // J. Inst.fuel. -1956, vol. 29, P. 372-380.
64. Verhoff, F. H. Predicting dew points of flue gases[Text]/ F. H. Verhoff, J. T. Banchero// Chemical Engineering Progress. –1974. -vol. 70, No.8. –P. 71-72.
65. Haase, R. Dew Point for Flue Gas of Power-Plant Exhaust [Text] / R. Haase, H. W. Borgmann//Corrosion. – 1981. - No.15. – P.47-49.
66. Pierce, R. R. Estimating Acid Dewpoints in Stack Gases [Text] / R. R. Pierce //Chem. Eng.-1977. –vol.84, No.8. – P.125-128.
67. Mueller, P. Beitrag zur Frage des Einflusses der Schwefelsaure auf die Rauchgas-Taupunkttemperatur [Text] / P. Mueller// Chemie-Ing-Techn.- 1959. - vol.31, No.5. – P.345-351.
68. Okkes, A.G. Acid dew point of flue gas [Text] / A.G. Okkes//Hydrocarbon Processing. -1987. - vol.66, No.7. -P. 53-55.
69. Бахирев В.И. Исследование влияния топочного режима на образование серного ангидрида в продуктах горения сернистого мазута [Текст] Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (специальность 05.270 – Общая энергетика) / Московский ордена Ленина энергетический институт. - Москва, 1972. - 25 с.
70. Ахмедов, Р.Б. Технология сжигания газа и мазута в парогенераторах [Текст] / Р.Б.Ахмедов, Л.М. Цирульников. -Л.: Недра, 1976. - 272 с.
71. Спейшер, В.А. Повышение эффективности использования газа и мазута в энергетических установках [Текст]/В.А.Спейшер, А.Д.Горбаненко. -М.: Энергоатомиздат, 1991. -183 с.
72. Методические указания по проектированию топочных устройств энергетических котлов [Текст]/ ред. Э.Х. Вербовецкого, Н.С. Жмерика. - СПб.: НПО ЦКТИ, 1996. - 270 с.
73. Отраслевой стандарт: ОСТ 108.836.05-82. Горелки газомазутные и амбразуры стационарных паровых котлов. Типы, основные параметры и технические требования. Конструкция и размеры. Методы расчета и

- проектирования [Текст]: Нормативно-технический материал. – М.: 1984. 59 с.
74. Иванов, Ю.В. Газогорелочные устройства [Текст]/Ю.В. Иванов. -М.: Недра, 1972. -276с.
75. Иссерлин, А.С. Основы сжигания газового топлива [Текст]/А.С.Иссерлин. - Л.: Недра, 1980. -271 с.
76. Ахмедов, Р.Б. Дутьевые газогорелочные устройства [Текст]/Р.Б.Ахмедов. -М.: «Недра», 1977
77. Изюмов, М.А. Проектирование и расчет горелок [Текст]/М.А. Изюмов, П.В. Росляков. -М.: Изд-во МЭИ, 1990. – 115с.
78. Росляков, П. В. Малотоксичные горелочные устройства [Текст]/ П.В. Росляков.-М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 64 с.
79. Енякин, Ю.П. Малотоксичные горелки как средство снижения выбросов оксидов азота на ТЭС [Текст] / Ю.П. Енякин, В.Р. Котлер //Энергетик. - 2006. -№12. – С.6-7
80. Росляков, П.В. Численные исследования малоэмиссионных горелочных устройств для сжигания ретортного газа в энергетическом котле [Текст]/ П.В. Росляков, И.В. Морозов, М.Н. Зайченко, В.Т. Сидоркин // Теплоэнергетика. -2016. - №4.- С. 40-49.
81. Ключков, В.Н. К вопросу оптимизации топочного режима при рециркуляции дымовых газов в зону горения [Текст]/ В.Н. Ключков //Теплоэнергетика. -1992. -№7. - С. 41-44.
82. Вулис, Л.А. Аэродинамика факела [Текст]/Л.А.Вулис. - Л.: Энергия, 1978. – 216с.
83. Лавров, Н.В.Процессы горения топлива и защита окружающей среды. [Текст]/Н.В. Лавров, Э.И. Розенфельд, Г.П. Хаустович.-М.: Металлургия, 1981. – 240с.
84. Ахмедов, Р.Б. Технология сжигания горючих газов и жидких топлив [Текст] /Р.Б.Ахмедов,Л.М. Цирульников -Л.: «Недра», 1984. 283 с.

85. Ахмедов, Р.Б. Технология сжигания газа и мазута в парогенераторах [Текст] /Р.Б.Ахмедов,Л.М. Цирульников -Л.:«Недра», 1976. – 272 с.
86. Шестаков, Н.С. Модернизация горелочных устройств энергетических котлов на газообразных и жидких топливах [Текст] /Н.С.Шестаков, А.Э.Лейкам,В.А. Асосков, А.П.Сорокин // Теплоэнергетика. – 2012. - №3. - С.31-37.
87. Соболев, В.М. Оснащение котлов электростанций и котельных горелочными устройствами ЗАО ЭКОТОП [Текст] /В.М. Соболев // Энергетик. – 1997. - №1. – С. 24-26
88. Соболев, В.М. О некоторых особенностях топочного процесса, протекающего при использовании горелок типа ГМПВ [Текст] / В.М. Соболев // Электрические станции. – 2005. - №7. - С.8-15.
89. Спейшер, В.А. Повышение эффективности использования газа и мазута в энергетических установках [Текст]/В.А.Спейшер, А.Д.Горбаненко. -М.: Энергоатомиздат, 1991. - 184 с.
90. Верховский, Н.И. Сжигание высокосернистого мазута на электростанциях[Текст]/Н.И.Верховский, Г.К. Красноселов,Е.В. Машилов,Л.М. Цирульников. - М.: Энергия, 1970. - 448 с.
91. А. с. №180283. МПК F23L15/04. Многоходовой воздухоподогреватель ЗиО [Текст]/Б.И. Александров, В.М. Биман, В.Д. Бойченко, А.А. Ларичева, А.У. Липец, М.Н. Пааль, А.И. Прохорова. №1005363, заявлено 26.04.1965, опубл. 21.03.1966. Бюлл. №7.
92. А. с. №180284. МПК F23L15/04. Способ защиты воздухоподогревателя от коррозии. [Текст] / Б.И. Александров, В.М. Биман, А.А. Ларичева, А.У. Липец, А.И. Прохорова. №100365, заявлено 26.04.1965, опубл. 21.03.1966. Бюлл. №7.
93. Сидоркин, В.Т. Оценка возможности сжигания побочных продуктов сланцепереработки в котле ТП-101 [Текст]/ В.Т. Сидоркин, А.Н. Тугов, В. А. Верещетин, Д. А. Мельников //Теплоэнергетика. - 2015. -№4. - С. 43-49.

94. Лейкин, В.З. Современные технологии эффективного сжигания топлива на ТЭС [Текст]/В.З.Лейкин, Н.С.Шестаков //Надежность и безопасность энергетики. -2013. - №3. -С.20-27.
95. Пат. на полезную модель U1 159987 Российская Федерация, МПК F23C 9/00; F23B 80/02; F23L 7/00. Котельная установка для сжигания сланца и/или газообразных отходов его переработки [Текст]/ РябовГ.А., ТуговА.Н., СидоркинВ.Т.; заявитель и патентообладатель ОАО «ВТИ». - №2014153691/06; заявл. 29.12.2014; опубл. 27.02.2016. Бюл. № 6.
96. Пат. на полезную модель ЕЕ 01212 U1, Эстония, МПК F23C 9/00; F23K 3/02; F23D 1/00. Meetod põlevkivi tolm põletamiseks aurukatlas (на эстонском яз.) [Текст]/ СидоркинВ.Т., ТуговА.Н., РосляковП.В.; заявитель и патентообладатель ENTEH Engineering AS.- №U201300037; заявл. 15.04.2013; опубл. 15.01.2014.
97. Пат. на полезную модель ЕЕ 01341 U1, Эстония, МПК F23C 10/00. Method of co-firing of solid and gaseous fuels in a boiler with circulating fluidized bed [Text]/ Сидоркин В.Т., Тугов А.Н., Берсенев К.Г., Рябов Г.А.;заявитель и патентообладатель ENTEH Engineering AS. №U201500070; заявл. 02.10.2015; опубл. 15.01.2016.
98. Зельдович, Я.Б. Окисление азота при горении [Текст] / Я.Б. Зельдович, П.Я. Садовников, Д.А. Франк-Каменецкий. - М-Л.: Изд-во АН СССР, 1947. – 147с.
99. Fenimore, С.Р. Formation of nitric oxide in premixed hydrocarbon flames [Text] /С.Р.Fenimore // 13th Symposium: Comb. Inst. – Pittsburgh, 1971. -Р. 373-380.
100. Отс, А.А. Вредные выбросы тепловых электростанций, сжигающих пылевидный эстонский горючий сланец [Текст] /А.А. Отс, Д.М. Егоров, Ю.М. Лоосаар// Мало- и безотходные технологии в энергетике как средства защиты окружающей среды и повышения эффективности топливоиспользования.:материалы всесоюзного совещания (Москва, октябрь 1984 г.) :Ч.1. - М.: ЭНИН им. Г.М. Кржижановского,1985. – С. 198.

101. Росляков, П.В. Технологические мероприятия по снижению вредных выбросов ТЭС в атмосферу [Текст] /П.В. Росляков, Л.Е. Егорова, И.Л. Ионкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2001.- 52 с.
102. Шатиль, А.А. Подавление эмиссии оксидов азота при ступенчатом сжигании высокорекреационных углей / А.А. Шатиль, Н.С. Клепиков, Е.К. Вешняков и др.// Теплоэнергетика. -2009. -№1. - С.2-8.
103. Deminsky, M. Chemical Workbench—integrated environment for materials science [Text]/M. Deminsky, V. Chorkov, G. Belov [at al.]/Computational Materials Science. –2003. - vol. 28, Issue 2, October. - P. 169–178.
104. Сидоркин, В.Т. Влияние рециркуляции дымовых газов на работу и экологические показатели котла [Текст]/ В.Т. Сидоркин, А.Н. Тугов, В. А. Верещетин, К. Г. Берсенов //Электрические станции. -2015. -№ 7. -С. 27-31.
105. Тугов, А.Н. Разработка мероприятий по усовершенствованию технологий энергетической утилизации газообразных отходов сланцепереработки [Текст]/ А.Н. Тугов, А.Отс, А. Сийрде, В.Т. Сидоркин [др.]/// Теплоэнергетика. -2016. -№6. -С. 53-62.
106. Стандарт организации: СО 153-34.02.304-2003.2005. Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций [Текст]: Нормативно-технический материал. – М.: ОАО «ВТИ», 2005. - 44 с.
107. Ots, A. Technical and ecological aspects of shale oil and power cogeneration [Text]/ A.Ots,A. Poobus, T.Lausmaa// Oil Shale. - 2011.-Vol.28.-№.1S.-P.101–112.
108. Kaljuvee, T. Desulfurization of flue gases by oil shale ash [Text]/T. Kaljuvee, R. Kuusik // Oil Shale. -1993.-vol.10, №.1. - P.33-43.
109. Kuusik, R. Reactivity of oil shale ashes towards sulfur dioxide [Text]/ R. Kuusik, T. Kaljuvee, A. Trikkel //Oil Shale. –1996. - vol. 16, №. 1. – P. 51-63.

110. Trikkel, A. Estonian Calcareous Rocks and Oil Shale Ash as Sorbents for SO_2 [Text] / A. Trikkel // TTÜ Press.- 2001.- 81 p.
111. Arro, H. Sulfur binding by ash in oil shale boilers [Text] / H. Arro, A. Prikk, T. Pihu // Oil Shale.-2001. - vol. 18, №. 2. - P. 123 - 129.
112. Milne, C.R. High-temperature, short-time sulfation of calcium-based sorbents. Theoretical sulfation model [Text] / C.R.Milne, G.D.Silcox, D.W. Pershing, D.A. Kirchgessner // ACS Publications: Industrial & Engineering Chemistry Research.-1990. –Vol.29, Issue: 11. - P.2192–2201.

Приложение А. Разработка математической модели котла ТП-101 на основе программы Boiler Designer

Для расчетного исследования процессов работы котла ТП-101 была разработана компьютерная модель котла с использованием программы Boiler Designer. В настоящее время программа Boiler Designer используется всеми российскими проектировщиками и производителями котлов (ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Таганрогский котельный завод «Красный котельщик», ОАО «ИК «ЗИОМАР», ОАО «Подольский машиностроительный завод ЗиО», ОАО «Белэнергомаш») при создании новых и реконструкции действующих котлов.

В Эстонии программа применялась при выполнении расчетных исследований для разработки проектов реконструкции сланцевых котлов БКЗ-75-39ФСл при их переводе на совместное сжигание сланца, генераторного (низкокалорийного) и ретортного газа. Заказчик – VKG Energia, реконструировано 4 котла, котлы в работе с 2006 года. Также с использованием программы выполнялся расчет для выполнения реконструкции котлов Е-25 и ТС-35. Заказчик – KivioliKeemiatootustuse, реконструировано 4 котла, котлы в работе с 2012 года.

Расчетная схема котла для программы BoilerDesigner представляет собой совокупность расчетных схем каждого из его трактов: газового, пароводяного тракта высокого давления и парового тракта промперегрева. Поверхности нагрева котла разбивались на участки и моделировались стандартными элементами с учетом характера омывания теплоносителями, места расположения и тепловосприятости.

Первые по ходу питательной воды поверхности нагрева моделировались целиком в соответствии с их конструктивным исполнением посредством элементов «ширмовый пароперегреватель» и «конвективная поверхность нагрева». Характер тока во всех элементах – прямоток. Подвесные и перепускные трубы между пакетами экономайзера учтены в модели элементами

«дополнительная поверхность нагрева» и отнесены к соответствующей основной поверхности.

Испарительные экраны котла представлены в расчетной схеме тремя элементами: испарительные экраны топки, фестон и экраны топки в области ширм I и II ступени. Настенный радиационный пароперегреватель включен в топочный объем в качестве экранирующей поверхности и разбит на две части, сообразно характеру тока среды.

Потолочный экран топочной камеры и соединительного газохода разбит на 9 элементов в соответствии с близлежащей к рассматриваемому участку основной поверхностью нагрева, а также характером тока. Ступени ширм I, II, III и IV включены по последовательно-параллельной схеме и моделируются каждая отдельным элементом. Каждая из ступеней ширм V, VI, а также ступени ширм низкого давления разбиты на 4 части. Две из них характеризуются поперечным, две другие - продольным характером обтекания продуктами сгорания, но различным (восходящим или нисходящим) током пара. В рассечку между ступенями V, VI по тракту высокого давления и перед ширмами по тракту низкого давления установлен паро-паровой теплообменник, моделируемый стандартным элементом.

Трубчатый воздухоподогреватель отражен в схеме встроенным элементом ТВП целиком.

Настройка разработанной расчетной схемы производилась по данным теплового расчета завода-изготовителя с последующим сопоставлением результатов. В соответствии с заводскими данными устанавливались режимные параметры работы котла, составляющие тепловых потерь, коэффициенты тепловой эффективности, загрязнения, использования и т.д.

В целом полученные результаты математического моделирования показали, что расчетная схема котла ТП-101 составлена верно, однако по сравнению с заводскими расчетами наблюдаются некоторые отличия, обусловленные тем, что в заводских тепловых расчетах котла использованы нормы теплового расчета

1957г., в то время как в программе BoilerDesigner – нормы 1973 и 1998г.г. с уточнением расчетных формул, методов оценки и эмпирических коэффициентов.

Это обстоятельство обуславливает необходимость получить эмпирические характеристики путем сравнения результатов по расчетной модели с измеренными на котле параметрами.

Во время измерений параметров паропроизводительность котла составляла около 290 т/ч, соответственно расчет по составленной модели был произведен на этой же нагрузке. Основные параметры по трактам, а также расчетные схемы газового, пароводяного тракта высокого давления и парового тракта промперегрева представлены на рисунках А.1, А.2 и А.3 соответственно.

В таблице А.1. показано сравнение измеренных и расчетных параметров котла ТП-101 при сжигании сланца расчетного состава.

Анализ полученных данных показывает хорошую сходимость температур, как по пароводяному, так и по газоздушному трактам. Существенное отличие температуры газов в точке за ширмами III, IV ступени может связано с недостаточно корректным измерением, в частности, с неопределенностью в расположении термопреобразователя.

Далее было проведено исследование поведения расчетной модели работы котла на пониженной нагрузке. Для сравнения были взяты измеренные данные работы котла с расходом пара 216 т/ч. Расчет, произведенный с вводом в модель исходных данных на входе в котел, соответствующих указанной паропроизводительности, также показал хорошую сходимость параметров по трактам котла, за исключением той же точки за ширмами III, IV ступени. При этом никакие изменения, не связанные с изменением нагрузки, в модель не вносились.

Таким образом, можно утверждать, что созданная математическая модель котла ТП-101 адекватна и характеризует работу котла в широком диапазоне нагрузок с расчетным (усредненным) существующим уровнем загрязнений поверхностей нагрева.

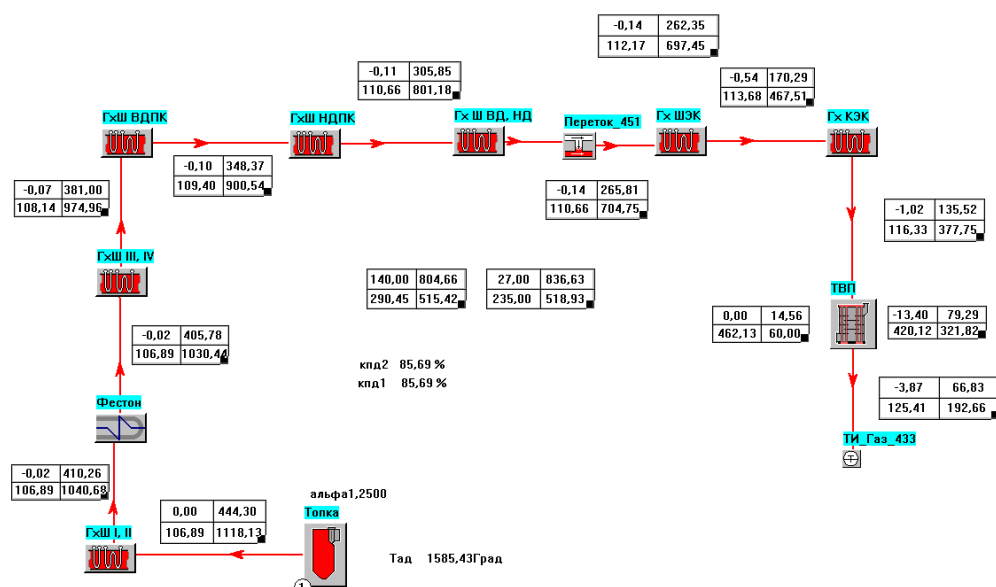


Рисунок А.1 - Расчетная схема газового тракта котла ТП-101 при сжигании сланца расчетного состава (паропроизводительность 290 т/ч)

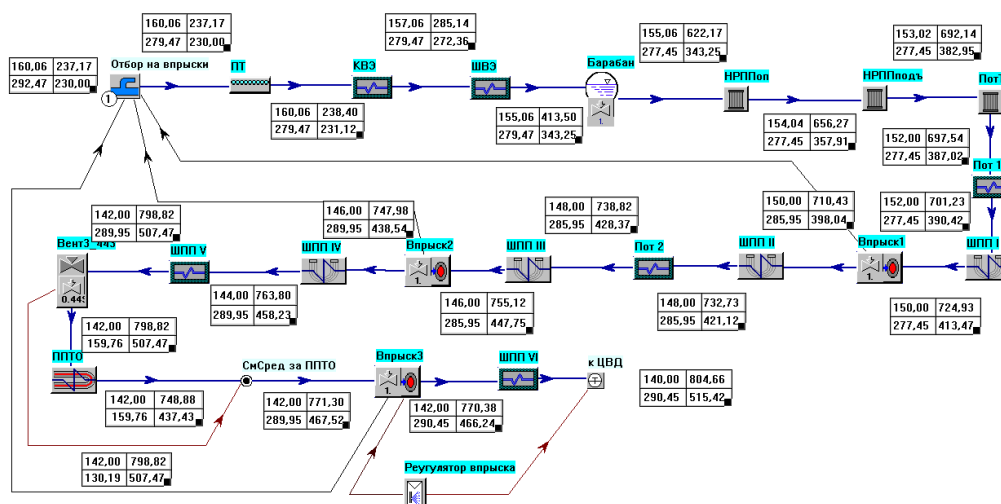


Рисунок А.2- Расчетная схема пароводяного тракта высокого давления котла ТП-101 при сжигании сланца расчетного состава (паропроизводительность 290 т/ч)

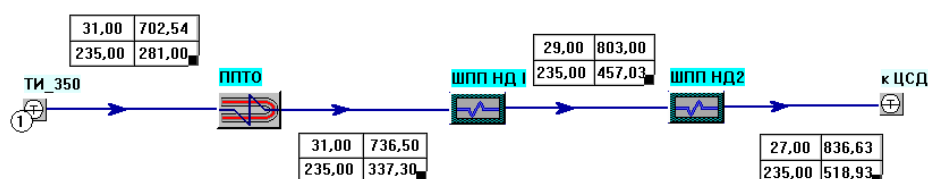


Рисунок А.3 - Расчетная схема парового тракта промперегрева котла ТП-101 при сжигании сланца расчетного состава (паропроизводительность 290 т/ч)

Таблица А1 – Сравнение измеренных и расчетных параметров котла ТП-101 при сжигании сланца расчетного состава

Параметр	Расчет	Измеренное
Расход перегретого пара, т/ч	290	290
Температура питательной воды, °С	230	230
Температура среды за экономайзером, °С	343	339
Температура среды за радиационным пароперегревателем, °С	383	382
Температура среды за первой ступенью ширм, °С	413	408
Температура среды за третьей ступенью ширм, °С	448	445
Температура среды за пятой ступенью ширм, °С	507	499
Температура пара высокого давления за ППТО, °С	468	476
Температура перегретого пара за котлом, °С	515	510
Температура пара промперегрева на входе в котел, °С	281	281
Температура пара промперегрева за ППТО, °С	337	335
Температура пара промперегрева за первой ступенью ширм низкого давления, °С	457	464
Температура пара промперегрева за котлом, °С	519	520
Температура газов за ширмами III, IV ступени, °С	975	821
Температура газов перед экономайзером, °С	697	688
Температура газов в рассечке ширмового и конвективного экономайзера, °С	468	464
Температура газов перед воздухоподогревателем, °С	378	369
Температура уходящих газов, °С	193	194
Температура воздуха за калорифером, °С	60	60
Температура воздуха за воздухоподогревателем, °С	322	317

Приложение Б. Параметры генераторного газа и сорбента при испытаниях на стенде десульфуризации дымовых газов

Б.1. Параметры генераторного газа



ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 286



Заказчик: ENTEH Engineering AS
 Исполнитель: VKG OIL AS
 Наименование пробы: газ
 Место отбора пробы: экспериментальный стенд ENTEH Engineering AS
 Дата отбора проб: 12.03.07
 Дата выполнения анализа: 12.03.07

№ п/п	Определяемый показатель	Единицы измерения	Метод определения	Точка отбора		
				ТЭЦ 1	ТЭЦ 2	Генераторный газ
1.	Двуокись углерода (CO ₂)	% об.	ГОСТ 14920	15,48	16,18	15,77
2.	Этен (C ₂ H ₄)	% об.	ГОСТ 14920	0,00	0,00	0,67
3.	Этан (C ₂ H ₆)	% об.	ГОСТ 14920	0,00	0,00	0,35
4.	Пропен (C ₃ H ₆)	% об.	ГОСТ 14920	0,00	0,00	0,12
5.	Пропан (C ₃ H ₈)	% об.	ГОСТ 14920	0,00	0,00	0,09
6.	Бутен (C ₄ H ₈)	% об.	ГОСТ 14920	0,00	0,00	0,05
7.	Бутан (C ₄ H ₁₀)	% об.	ГОСТ 14920	0,00	0,00	0,03
8.	Водород (H ₂)	% об.	ГОСТ 14920	0,00	0,00	1,88
9.	Азот (N ₂)	% об.	ГОСТ 14920	82,92	82,02	67,45
10.	Метан (CH ₄)	% об.	ГОСТ 14920	0,00	0,00	3,25
11.	Окись углерода (CO)	% об.	ГОСТ 14920	0,00	0,00	8,45
12.	Кислород (O ₂)	% об.	ГОСТ 22387.3	1,60	1,80	1,60
13.	Сероводород (H ₂ S)	% об.	ГОСТ 22387.2	0,00	0,00	0,29
14.	Удельный вес газа (расчетный метод)	кг/м ³	EVS-EN ISO 6976	1,2726	1,2776	1,2415
15.	Калорийность газа, высшая (расчетный метод)	ккал/м ³	EVS-EN ISO 6976	0	0	809
16.	Калорийность газа, низшая (расчетный метод)	ккал/м ³	EVS-EN ISO 6976	0	0	756

Примечание: анализы действительны для данных проб.
 Без письменного разрешения лаборатории частичное копирование протокола запрещено.
 Дата выдачи протокола: 13.03.07

Лаборант: Г. Левина *def*
 Галина Веселова *Beel*
 Начальник лаборатории VKG OIL AS
 тел. 33 42 419

VKG OIL AS

Reg. nr. 10528765
 Järveküla tee 14
 Kohtla-Järve 30328
 EESTI



Tel.: +372 334 2319
 Faks: +372 334 2717
 e-post: vkgoil@vkg.ee
 www.vkg.ee

Б.2. Параметри сорбента



21. september 2007 nr KP 11-15/097

KATSEPROTOKOLL № T 070/07

PROOV	Tuhk	TELLIJA	ENTEH Engineering AS
Võtmise koht	ENTEH Engineering AS	Info	Elektriku 3, 30328 Kohtla-Järve
Laborisse tulek	20.09.2007	Faks	372 33 73349
		E-mail	enteh@enteh.ee
Registreerimisnumber	443	Registreerimiskood	10339194

Analüüsi tulemused:

Kvaliteedinäitaja	Mõõtühik	Katsemeetod	Katsetulemus
Vaba CaO (kaltsiumoksiid) sisaldus*	massi %	GOST 23227	15,7
Sõelanalüüs*:	massi %	GOST 2093	
0 - 80 µm			90,4
80 - 90 µm			4,4
90 - 200 µm			4,8
Üle 200 µm			-

Märkused:

Analüüsi tulemused kehtivad analüüsiks toodud proovile.
Dokumendi osaline paljundamine ilma labori loata keelatud.

*Analüüs ei ole akrediteeritud


Larissa Kruglenkova
Kvaliteedi juhataja

Katseprotokolli väljaandmise kuupäev: 21.09.2007

1(1)

Ehitajate tee 5
19086 Tallinn

Info 620 2002
Faks 620 2020
E-post ttu@ttu.ee
Internet www.ttu.ee

Ühispank
kood 401

Registrikood 74000323

10052037382001

Приложение В. Рекомендации по учету особенностей сжигания газов сланцепереработки при проектировании и реконструкции котлов

Целесообразность энергетического использования побочных газообразных продуктов сланцепереработки определяется в первую очередь экономическими причинами. Более полное использование потенциала горючей части сланца повышает эффективность любого из выбранных способов сланцепереработки. Однако, при утилизации газообразных продуктов путем их сжигания в энергетических котлах особое внимание должно быть уделено трем направлениям – 1) надежности работы горелок и котлов, 2) эффективности процессов сжигания (работа котлов с по возможности высоким КПД) и 3) экологичности процессов сжигания.

РЕКОМЕНДАЦИИ В ЧАСТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

1. Горелочные устройства. Проектирование горелочных устройств должно выполняться квалифицированным персоналом, имеющим опыт выполнения расчетов аэродинамики смешения газоздушных потоков в соответствии с нормативными рекомендациями. Полезным может оказаться метод CFD моделирования в части оценки тенденций влияния отдельных факторов на работу горелок.
 - 1.1. Для сжигания низкокалорийного генераторного газа можно рекомендовать к применению трубные горелки с теплоизолированными предтопками с соотношением объема предтопка и тепловой мощности горелки по газу $0,13 - 0,15 \text{ м}^3/\text{МВт}$. Диаметры газовых труб могут быть 60 – 80 мм, предпочтительно шахматное расположение труб в газоздушном коробе, скорости газа рекомендуется выбирать 25 – 28 м/с и воздуха 15 – 22 м/с.
 - 1.2. Для сжигания полукоксового газа в расчете горелок важным параметром является давление газа перед горелками, которое, как правило, ограничено по условию поставки газа с пиролизной установки. Давление газа в свою очередь ограничивает

дальнобойность газовых струй в сносящем потоке воздуха, если диаметры газораспределительных отверстий выбирать в диапазоне 10 – 30 мм, который удобен по конструктивным условиям расположения отверстий на газораспределительных трубах. Это условие ограничивает применение конструкций с центральной газораздаточной трубой для горелок мощностью более 15 МВт. Для горелок мощностью более 15 МВт рекомендуется применять горелки с несколькими газораздаточными трубами, которые обеспечивают более равномерное распределение газа по сечению воздушного потока внутри горелки.

- 1.3. Условия воспламенения полукоксового газа достаточно хорошие. Это позволяет исключить из конструкции горелок стабилизаторы факела (плохо обтекаемые тела) большого размера, которые могут служить поверхностями коксования, нарушающими впоследствии аэродинамику потока внутри горелок. В частности, плоские торцы центральных газоподводящих труб диаметром 100 – 150 мм могут заменяться на усеченные конуса. Не рекомендуется применять в газораспределительных системах отверстия для выхода полукоксового газа диаметром менее 6 мм, поскольку, как показала практика эксплуатации, отверстия с меньшим диаметром коксуются снаружи (горение газовых струй начинается близко к поверхности выхода) и могут забиваться изнутри труб отложениями высокомолекулярных углеводородов (подробнее об отложениях см. главу 3). Организация смешения газа и воздуха не должна допускать горения вблизи внешней стальной обечайки горелки.
- 1.4. В качестве прототипов горелок полукоксового газа и горелок совместного сжигания могут рассматриваться хорошо зарекомендовавшие себя при длительной эксплуатации конструкции, описанные в главе 3.

2. Снижение рисков низкотемпературной сернистой коррозии ТВП. Для предотвращения разрушений труб воздухоподогревателя рекомендуется использовать, подогрев воздуха до 110 – 130°C (в паровом калорифере или по схеме отбора тепла из экономайзера) в комплексе с каскадным регулируемым распределением воздуха по кубам воздухоподогревателя, вплоть до частичного шунтирования воздухоподогревателя.
3. Снижение рисков шлакования (при совместном сжигании газа и сланца). Эффективным средством снижения температуры в зоне горения и на выходе из топки является рециркуляция дымовых газов. Целесообразно организовывать ввод газов рециркуляции в топку через газовые горелки совместно с дутьевым воздухом, поскольку этот прием одновременно положительно влияет и на снижение оксидов азота в газовом факеле. Расчет количества дымовых газов рециркуляции определяется соотношением долей газа и сланца, конструкцией топки, температурой размягчения золы сланца (для случая разных мест и способов добычи).

РЕКОМЕНДАЦИИ В ЧАСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ

Основным фактором, определяющим экономичность газового котла, являются потери тепла с уходящими газами, которые в свою очередь зависят от коэффициента избытка воздуха и температуры уходящих газов.

1. Для контроля избытка воздуха и для контроля газоздушного режима котлов в настоящее время все чаще применяют автоматические газоанализаторы непрерывного контроля кислорода и все реже применяют комплексный газовый анализ уходящих дымовых газов. Расчеты коэффициента избытка воздуха только по кислороду требуют (взамен полного газового анализа) более полного учета состава горючего газа и его характеристик. Для расчетного анализа режимов и для оперативного контроля режимов работы котлов, сжигающих газы сланцепереработки, были предложены формулы расчета коэффициента избытка воздуха (см. глава 3) с учетом состава газов и состава продуктов сгорания. Формулы

приведены как в конфигурациях для точных расчетов, так и в упрощенных конфигурациях, более удобных для приближенных оценок и для оперативного контроля режима.

2. Для контроля режимов работы газовых горелок с рециркуляцией дымовых газов предложено в качестве одного из определяющих параметров (наряду с коэффициентом избытка воздуха в горелке) использовать концентрацию кислорода в смеси дутьевого воздуха и дымовых газов рециркуляции перед горелкой – $O_{2см}$. Этот параметр предлагается использовать взамен общепринятого коэффициента рециркуляции, поскольку он позволяет более наглядно оценивать долю прибавляемого балласта к дутьевому воздуху. Коэффициент рециркуляции не эквивалентен доле балласта в условиях, когда в дымовых газах рециркуляции содержится достаточное количество кислорода. Подробности рекомендаций изложены в главе 3.
3. На стадии эксплуатации управлять температурой уходящих газов для котлов с традиционными схемами подогрева воздуха в ТВП практически нет возможности, поскольку потоки газа и воздуха почти не регулируются на постоянной нагрузке котла. Однако, в случае применения схем предварительного подогрева и каскадного перераспределения воздуха по кубам ТВП для предотвращения низкотемпературной сернистой коррозии появляется возможность влиять на температуру уходящих газов путем изменения двух факторов – температуры подогрева воздуха и прераспределения потоков воздуха по кубам. Критерии регулирования просты – минимизировать подогрев воздуха (за счет снижения расхода пара на калориферы) и минимизировать температуру уходящих газов (за счет увеличения перепуска холодного воздуха в горячие кубы ТВП), но сохранять при этом расчетную температуру стенки труб ТВП чуть выше температуры точки росы, т.е. чуть выше 140°C . В первом приближении для этого может использоваться график зависимости температуры подогрева воздуха от температуры уходящих газов из гл. 4. Для более точных расчетов

могут использоваться зависимости, полученные из расчетов конкретного котла по программе BOILER DESIGNER.

РЕКОМЕНДАЦИИ В ЧАСТИ ЭКОЛОГИИ

Основными вредными выбросами при сжигании газов сланцепереработки являются оксиды азота и серы.

1. Оксиды серы могут быть частично (на 20 – 50 %) снижены за счет подачи помолотого известняка в определенные зоны в топке котла. Однако, для радикального снижения до уровня европейских норм как правило требуется либо предварительная очистка горючего газа перед сжиганием, либо очистка дымового газа. В настоящее время в Эстонии при сжигании газов сланцепереработки применяется очистка дымового газа.
2. Оксиды азота могут быть снижены до европейских норм только за счет внутритопочных (первичных) мероприятий. Применения методов очистки дымовых газов, таких, например, как SCR или SNCR, может не потребоваться. При сжигании полукоксового газа в сравнении с сжиганием природного газа уровень образующихся оксидов азота выше при прочих равных условиях, отчасти из-за более высокой температуры горения газа и за счет наличия в составе газа высокомолекулярных углеводородов. Химический анализ составов полукоксового газа не показывает заметных количеств «топливного» азота в газе. Это позволяет ожидать образования только «термических» и «быстрых» оксидов азота. Для снижения концентрации NO_x при сжигании полукоксового газа могут быть применимы следующие рекомендации
 - 2.1. Использовать горелки, конструкция которых позволяет организовать позонное выгорание топлива в факеле горелки, по возможности использовать горелки меньшей единичной мощности (до 15 - 20 МВт)
 - 2.2. Отдавать предпочтение как минимум двухъярусной компоновке горелок с соплами третичного воздуха выше горелок. Это позволит

организовать стадийную подачу топлива и воздуха по ярусам и ступенчатое сжигание топлива.

- 2.3. Применять рециркуляцию дымовых газов в горелки
- 2.4. Для снижения концентраций оксидов азота до уровня 100 мг/нм^3 (в пересчете на сухой газ и $\text{O}_2=3 \%$) рекомендуется ориентироваться на режим работы газовых горелок с коэффициентом избытка воздуха $0,75 - 0,80$ и содержанием кислорода в смеси воздуха на горение и дымовых газов $\text{O}_2 = 16,5 - 17,5 \%$. Дожигание продуктов неполного горения должно осуществляться за счет подачи третичного воздуха через сопла выше горелок верхнего яруса.

В целом, газы сланцепереработки являются специфическим, но достаточно ценным газовым топливом.