



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Институт ИЭВТ
Кафедра ЭВТ


ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(бакалаврская работа)


Направление 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
(код и наименование)

Направленность (профиль) Энергетика теплотехнологии

Форма обучения очная
(очная/очно-заочная/заочная)

Тема: Утилизация конвертерных газов в системе
производства стали

Студент ФП-01-16  Высочина Т.А.
группа подпись фамилия и инициалы

Научный Д.Т.Н. проф.  Попов С.К.
руководитель уч. степень должность подпись фамилия и инициалы

Консультант уч. степень должность подпись фамилия и инициалы

Консультант уч. степень должность подпись фамилия и инициалы

«Работа допущена к защите»

/Зав. кафедрой К.Т.Н. доцент  Степанова Т.А.
уч. степень звание подпись фамилия и инициалы

Дата 02.06.2020

Москва, 2020



МИНОБРНАУКИ РОССИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Институт ИЭВТ
Кафедра ЭВТ


ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
(бакалаврскую работу)

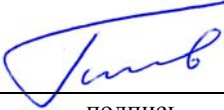
Направление 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
(код и наименование)

Направленность (профиль) Энергетика теплотехнологии

Форма обучения очная
(очная/очно-заочная/заочная)

Тема: Утилизация конвертерных газов в системе
производства стали

Студент ФП-01-16  Высочина Т.А.
группа подпись фамилия и инициалы

Научный д.т.н. проф.  Попов С.К.
руководитель уч. степень должность подпись фамилия и инициалы

Консультант уч. степень должность подпись фамилия и инициалы

Консультант уч. степень должность подпись фамилия и инициалы

/Зав. кафедрой к.т.н. доцент  Степанова Т.А.
уч. степень звание подпись фамилия и инициалы

Место выполнения работы НИУ «МЭИ»

СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ ЗАДАНИЯ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Предмет исследования: тепловая схема использования конвертерного газа с целью паровой конверсии природного газа и последующим применением синтез-газа либо для производства электроэнергии в ГТУ, либо для производства водорода.

Исходные данные:

Состав природного газа, %: 89.7 CH₄, 5.2 C₂H₆, 1.7 C₃H₈, 0.5 C₄H₁₀, 0.1 C₅H₁₂, 2.7 N₂, 0.1 CO₂

Состав конвертерного газа, %: 14.62 N₂, 23.52 CO₂, 4.22 O₂, 57.35 CO, 0.29 H₂

Глава 1. Энергетика России и актуальность рационального использования энергоресурсов

Глава 2. Термохимическая переработка газовых отходов

Глава 3. Описание расчетной программы

Заключение

ПЕРЕЧЕНЬ ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Количество листов _____

Количество слайдов в презентации _____

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Попов С.К., Петин С.Н., Свистунов И.Н и др. Повышение эффективности теплотехнологий при использовании природного газа и кислорода: монография. – М.: Издательство МЭИ, 2018 – 192 с.

2. Картавец, С.В. Интенсивное энергосбережение и технический прогресс черной металлургии / С.В. Картавец. – Магнитогорск: МГТУ, 2008

3. Сазанов Б.В., Налобин Л.В. Расчет схемы газотурбинных установок: учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 1974 – 94 с

Примечания:

1. Задание брошюруется вместе с выпускной работой после титульного листа (страницы задания имеют номера 2, 3).
2. Отзыв руководителя, рецензия(и), отчет о проверке на объем заимствований и согласие студента на размещение работы в открытом доступе вкладываются в конверт (файловую папку) под обложкой работы.

Оглавление

АННОТАЦИЯ	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1. ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ И АКТУАЛЬНОСТЬ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	7
1.1 Состояние топливно-энергетического комплекса России	7
1.2 Эффективность использования вторичных энергетических ресурсов в России и в мире	8
1.3 Вторичные энергоресурсы кислородно-конвертерного производства стали	9
1.4 Использование конвертерного газа	12
1.4.1 Способы отвода конвертерного газа	12
1.4.2 Использование конвертерного газа для производства пара	15
1.4.3 Использование конвертерного газа в качестве топлива	16
2. ТЕРМОХИМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ГАЗОВЫХ ТОПЛИВ	18
2.1 Паровая конверсия	18
2.2 Энергохимическая аккумуляция	21
2.3 Разработки и патенты в сфере использования материального потока высокотемпературных газовых отходов	24
3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВАРИАНТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОНВЕРТЕРНОГО ГАЗА ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ	32
3.1 Использование конвертерного газа для паровой конверсии природного газа с последующей генерацией электроэнергии	32
3.2 Использование конвертерного газа для паровой конверсии природного газа с последующей генерацией водорода	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	55
Список литературы	57

АННОТАЦИЯ

Выпускная работа бакалавра посвящена оценке возможности использования химической энергии конвертерного газа сталеплавильного производства для выработки электроэнергии и производства водорода.

Для реализации поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- Исследовать влияние давления на выходе из компрессора и влияние давления на входе в турбину на удельную работу компрессора и турбины, совершаемую газом;
- Рассчитать, сколько потребуется конвертерного газа и природного газа;
- Определить удельную выработку электроэнергии;
- Снизить удельный расход природного газа за счет использования газовых отходов.

Результаты исследования могут быть использованы для обоснования выбора направления дальнейших углубленных исследований.

ABSTRACT

The graduate work of the bachelor is devoted to assessing the possibility of using the chemical energy of converter gas in steelmaking to generate electricity and produce hydrogen.

To achieve this goal, the following tasks were set:

- Investigate the effect of pressure at the outlet of the compressor and the effect of pressure at the inlet of the turbine on the specific operation of the compressor and turbine by gas;
- Calculate how much converter gas and natural gas are needed;
- Determine specific power generation;
- Reduce the specific consumption of natural gas through the use of gas waste.

The results of the study can be used to justify the choice of the direction of further in-depth studies.

ВВЕДЕНИЕ

Вопросы энергосбережения становятся все острее по мере наращивания мощностных потенциалов современных потребителей. Это вынуждает искать новые, альтернативные источники генерации тепла, электричества и других видов энергии. Несмотря на активное развитие естественных природных носителей энергии, этот сегмент пока еще не позволяет рассчитывать на полное вытеснение традиционных генераторных станций. В то же время немалым интересом пользуются вторичные энергетические ресурсы, которые в значительной мере являются бесплатными и требуют меньше вложений в создание обслуживающей инфраструктуры.

В российском металлургическом производстве значительным резервом экономии топлива является использование теплоты конвертерных газов сталеплавильного производства. Вторичная переработка ресурсов базируется на комплексном анализе широкого спектра показателей, что позволяет извлекать из производственных отходов максимум пользы.

Конвертерный газ является высококачественным технологическим и энергетическим топливом. Благодаря высокому содержанию CO (около 60-80%), высокой теплоте сгорания $Q_H^p = 10 \text{ МДж/м}^3$, малому выходу продуктов сгорания на единицу теплоты, конвертерный газ выгодно использовать в качестве восстановителя, тем самым, улучшая экологическую ситуацию за счет снижения выбросов вредных веществ. Использование теплоты конвертерных газов позволяет сэкономить 30 тыс. т. условного топлива на 1 млн т. стали.

Важно подчеркнуть, что данный тепловой ресурс может применяться как непосредственно в качестве источника тепла, так и в виде сырья, переработка которого будет способствовать получению электроэнергии.

1. ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ И АКТУАЛЬНОСТЬ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

1.1 Состояние топливно-энергетического комплекса России

Россия занимает одно из ведущих мест в мировой системе оборота энергоресурсов, активно участвует в мировой торговле ими и в международном сотрудничестве в этой сфере [1].

Прогнозный топливно-энергетический баланс России на период до 2030 года предусматривает: снижение доли газа в потреблении первичных топливно-энергетических ресурсов с 52 процентов в 2005 году до 46-47 процентов к 2030 году; увеличение доли не топливных источников энергии в потреблении первичных топливно-энергетических ресурсов с 11 процентов до 13-14 процентов к 2030 году; масштабное снижение удельной энергоемкости экономики и энергетики (в 2,1-2,3 раза) при незначительном росте внутреннего потребления (в 1,4-1,6 раза), экспорта (в 1,1-1,2 раза) и производства энергоресурсов (в 1,3-1,4 раза).

Российская энергетика в наибольшей степени зависит от состояния газовой отрасли ТЭК. Это определяется тем, что удельный вес газа в общем расходе топлива к 2000 году составил 62%, то есть в нашем энергетическом балансе наблюдается значительный более чем в 2 раза перекоп в сторону природного газа. Его доля увеличилась с 16% в 1965 году до 40% в 1990-м и до 50% в 1999-м (для сравнения: в Швеции – 2%, во Франции – 13%, в Германии – 21%, в США – 27%, в Канаде – 30%). В 1998 году производство электроэнергии имело следующую структуру: теплоэлектростанции (ТЭЦ) – 68%, атомные электростанции (АЭС) – 13%, гидроэлектростанции (ГЭС) – 19%. При этом 80% ТЭЦ и крупных котельных работает на газе. Подобная структура топливного баланса страны могла бы считаться рациональной в силу высокой экологичности природного газа, если бы состояние ресурсной базы «Газпрома» позволяло бы поддерживать сложившийся уровень добычи и

сохранять данную структуру потребления газа на достаточно большой срок [2].

1.2 Эффективность использования вторичных энергетических ресурсов в России и в мире

Низкая энергетическая эффективность порождает низкую конкурентоспособность российской промышленности. Вследствие этого Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. [28] ставит центральной задачей снижение удельной энергоёмкости валового внутреннего продукта. Для обеспечения высоких темпов взаимосогласованного развития экономики и энергетики и достижения поставленной цели необходимо решить задачу максимальной реализации имеющегося потенциала энергосбережения и повысить энергетическую эффективность во всех отраслях экономики до уровня лучших мировых практик [11].

Неэффективное использование ресурсов ведет к аварийным ситуациям и снижению оборотов производства. В качестве реорганизации рекомендуется прежде всего сменить оборудование, которое устарело и потребляет большое количество электроэнергии. Современные технологические разработки позволяют внедрять отдельные узлы или агрегаты в существующее оборудование и сделать потребление электроэнергии экономичным.

Для эффективного использования энергоресурсов можно использовать следующие приемы – это создание новой отчетности по энергопотреблению, повышение квалификации сотрудников предприятия в сфере применения электроэнергии, разработка программ по снижению затрат электроэнергии, введение мониторинга затрат с использованием специальных компьютерных приложений. В целом, существует большое количество методов для эффективного использования энергоресурсов [3].

Актуальность проблемы энергосбережения обусловлена следующими факторами:

- запасы других энергоресурсов истощаются;

- при сжигании органического топлива оно превращается в отходы, по массе превышающие первичное топливо;
- при массовой добыче изменяются ландшафты (карьеры, перемещенный грунт, золоотвалы и т.д.), изменяется уровень грунтовых вод;
- добыча нефти и газа может приводить к необратимой деформации земной коры;
- энергосбережение непосредственно связано с защитой окружающей среды.

В то же время без учета большой гидроэнергетики использование ВЭР в России составляет 32 кг у.т. на 1 чел. в год. В США использование ВЭР в 10 раз больше, а в Финляндии в 70 раз больше, чем в России.

В Латвии доля ВЭР в топливном балансе страны увеличилась до 36%. Лучше всех из европейских стран использует ВЭР Швейцария. В Швейцарии этот показатель достиг 41%.

Согласно предложению Еврокомиссии, доля ВЭР к 2020 г. должна быть доведена до 20% у каждого члена ЕС. В электроэнергетике России этот показатель не превышает 1%, а по тепловой энергии составляет менее 5%.

Исследования на предприятиях ТЭК России свидетельствуют: потенциал использования вторичных энергетических ресурсов на предприятиях нашей страны явно недостаточен [4].

1.3 Вторичные энергоресурсы кислородно-конвертерного производства стали

Кислородно-конвертерное производство стали занимает ведущее положение в мировом производстве стали: на долю конвертерной стали приходится около 70%. В отдельных странах кислородно-конвертерное производство стали составляет: США – 60%, Германия – 70%, Япония – 80%, Франция – 80%.

Ориентировочный тепловой баланс кислородно-конвертерной плавки представлен в таблице 1.1 [5].

Таблица 1.1

Тепловой баланс кислородно-конвертерной плавки

Приход теплоты	Расход теплоты
Теплота чугуна ($Q_{\text{ч}} \sim 50\%$)	Теплота жидкой стали ($Q_{\text{ст}} \sim 50\%$)
Теплота экзотермических реакций окисления примесей чугуна ($Q_{\text{экз}} \sim 50\%$)	Теплота шлака ($Q_{\text{шл}} \sim 5\%$)
	Теплота конвертерного газа ($Q_{\text{к.г.}} \sim 40\%$)
	В том числе:
	Физическая теплота конвертерного газа ($Q_{\text{к.г.}}^{\text{ф}} \sim 8\%$)
	Химическая энергия конвертерного газа ($Q_{\text{к.г.}}^{\text{х}} \sim 32\%$)
	Потери теплоты ($Q_{\text{пот}} \sim 5\%$)
Всего 100%	Всего 100%

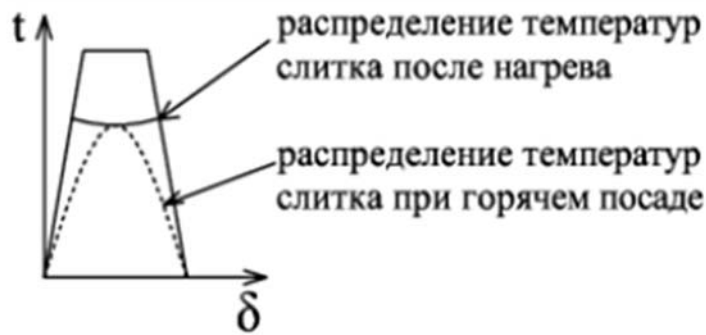
Из расходной части теплового баланса следует, что доля ВЭР составляет около 95% от общего расхода теплоты, затраченной на процесс, в том числе и доля топливных ВЭР (химическая энергия конвертерного газа) – 32%, а тепловых ВЭР (физическая теплота стали, шлака и конвертерного газа) – 63% [5].

Использование физической теплоты конвертерной стали зависит от способа разливки стали: в изложницы или на машинах непрерывного литья заготовок (МНЛЗ).

При разливке стали в изложницы теплоту стали используют путем горячего посада слитков в нагревательные колодцы.

При горячем посаде в нагревательном колодце следует нагреть только периферию слитка, что сокращает время нагрева и, следовательно, расход топлива приблизительно в 2 раза. При горячем посаде значительно уменьшается образование окалины вследствие сокращения времени нагрева (рис. 1.1).

Рис. 1.1 – Распределение температур по сечению слитка [5]



Путем горячего посада удаётся использовать около 50% теплоты стали.

Сложность реализации горячего посада заключается в сложности согласования работы конвертерного и прокатного цехов.

При разливке стали на МНЛЗ теплоту стали можно использовать путем выработки тепловой энергии в виде нагретой воды или пара (рис. 1.2).

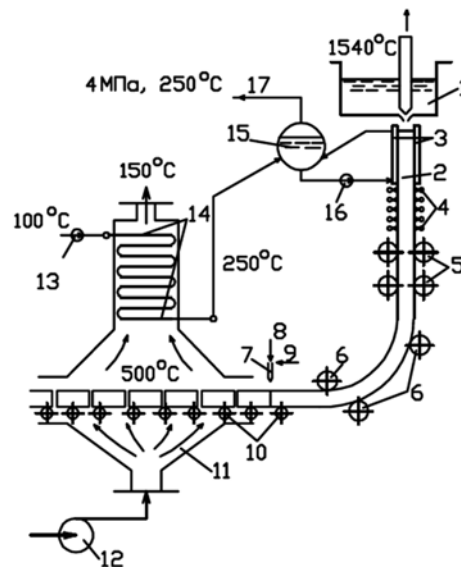


Рис. 1.2 – Принципиальная схема МНЛЗ с использованием теплоты стали для производства пара:

1 – накопительный ковш; 2 – кристаллизатор; 3 – рубашка кристаллизатора, оборудованная системой испарительного охлаждения (СИО); 4 – орошающий холодильник; 5 – вытягивающие ролики; 6 – изгибающие ролики; 7 – резак; 8 – подача углеводородного топлива; 9 – подача кислорода; 10 – роликовый конвейер (рольганг); 11 – камера воздушного охлаждения заготовок; 12 – воздуходувка; 13 – питательный насос; 14 – водогрейный пакет, выполняющий функцию экономайзера; 15 – барабан – сепаратор СИО; 16 – циркуляционный насос; 17 – подача пара потребителю.

Выработка пара достигается путем оборудования кристаллизатора МНЛЗ системой испарительного охлаждения (СИО). Для нагрева воды используется нагретый воздух после воздушного охлаждения заготовок, полученных на МНЛЗ. Схема, приведенная на рис. 1.2 [5], обеспечивает комбинацию выработки пара и нагрева воды при использовании теплоты стали.

Таким образом, схема, приведенная на рис. 1.2, включает две ступени утилизации теплоты стали:

- выработка насыщенного пара в СИО на стадии кристаллизации стали;
- нагрев воды, которая используется в качестве питательной воды в СИО, при воздушном охлаждении заготовок.

Удельная паропроизводительность составляет 0,20-0,25 т пара / т стали [5].

1.4 Использование конвертерного газа

1.4.1 Способы отвода конвертерного газа

Использование конвертерного газа зависит от способа отвода газа из конвертера. Возможны три способа:

1. С полным дожиганием CO;
2. С частичным дожиганием CO;
3. Без дожигания.

Дожигание газа происходит за счет подсоса воздуха в зазор между горловиной конвертера и кессоном (рис. 1.3).

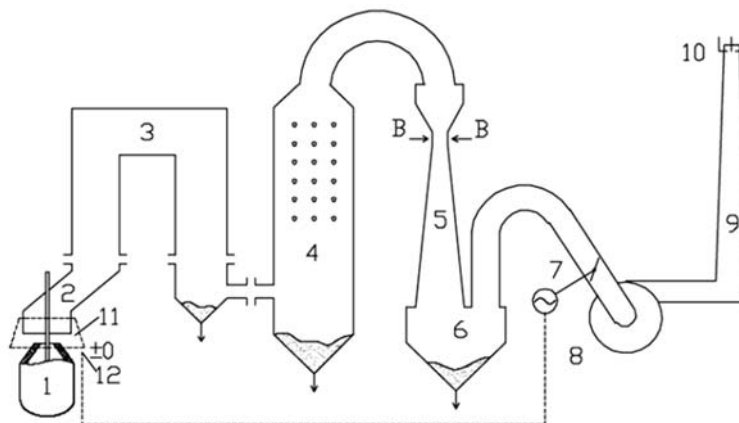


Рис. 1.3 – Принципиальная схема газоотводящего тракта конвертера [5]:

1 – конвертер; 2 – кессон; 3 – охладитель конвертерного газа (ОКГ); 4 – скруббер; 5 – труба Вентури (В – подача воды); 6 – влагоотделитель; 7 – клапан, регулирующий производительность дымососа; 8 – дымосос; 9 – дымовая труба; 10 – дожигающее устройство; 11 – уплотнитель зазора между горловиной конвертера и кессоном; 12 – датчик нулевого давления в зазоре между конвертером и кессоном, дающий импульс для регулирования производительности дымососа.

При отводе газа с полным дожиганием дымосос работает на производительности, значительно превышающей выход конвертерного газа, а уплотнитель зазора между горловиной конвертера и кессоном отсутствует (рис. 1.4) [5]. Это обеспечивает, помимо отвода газа, подсос воздуха в зазор между горловиной конвертера и кессоном в количестве, достаточном для полного сжигания газа даже в момент максимального выхода газа. Коэффициент расхода воздуха при сжигании составляет до 1,5-2,5.

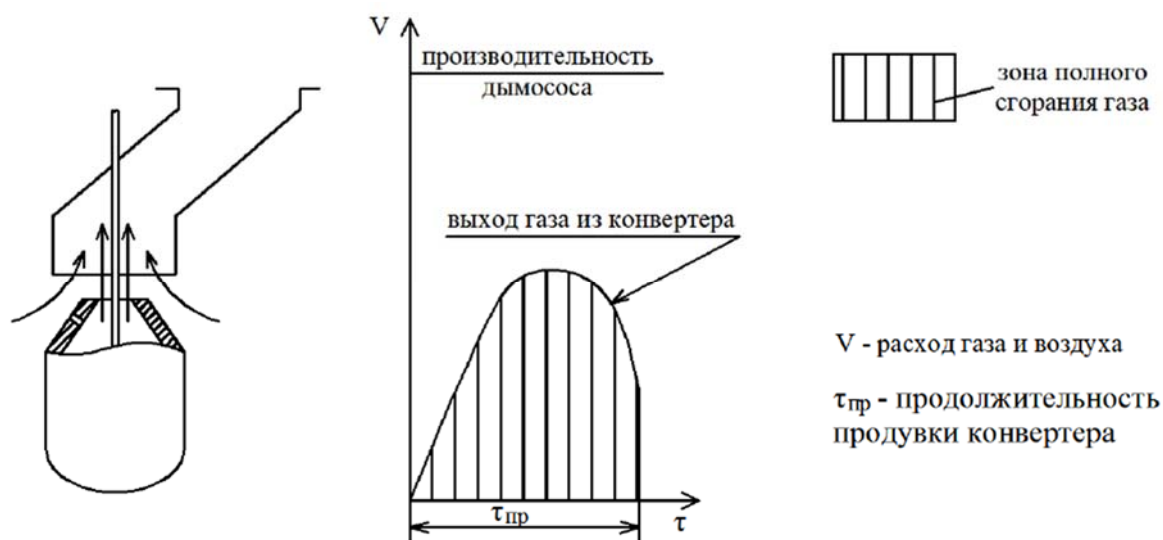


Рис. 1.4 – Схема отвода газа с полным дожиганием CO

При отводе газа с частичным дожиганием дымосос работает на производительности, соответствующей максимальному выходу газа. При этом в начале и в конце продувки газ полностью сгорает. В середине продувки дожигание газа незначительное. В промежутках газ сгорает частично (рис. 1.5) [5]. В среднем коэффициент расхода воздуха за продувку составляет около 0,6. Частичное сжигание газа дает в продуктах сгорания менее 25-30% CO. При такой концентрации CO насыщенный влагой конвертерный газ не дожигается

в дожигающем устройстве дымовой трубы, что делает способ с частичным дожиганием крайне нежелательным с экологической точки зрения. Удельные выбросы CO в атмосферу составляют до 2-5 м³/т стали.



Рис. 1.5 – Схема отвода газа с частичным дожиганием CO

При отводе газа без дожигания газоотводящий тракт конвертера (см. рис. 1.3) оборудуют дополнительными устройствами: уплотнителем зазора 11 между горловиной конвертера и кессоном и датчиком нулевого давления 12.

Под уплотнитель зазора 11 подают для герметизации инертный газ. Избыточное давление в нижней части уплотнительного зазора поддерживают равным 0. В том случае, если избыточное давление становится положительным, производительность дымососа увеличивают, а при отрицательном избыточном давлении – уменьшают. В результате происходит ступенчатое регулирование производительности дымососа. Коэффициент расхода воздуха составляет до 0,5-0,10, что практически исключает дожигание газа вследствие подсоса воздуха в зазор между горловиной конвертера и кессоном. В том случае, если не предусмотрено использование химической энергии конвертерного газа, газ дожигают на дымовой трубе газоотводящего тракта [5].

При утилизации конвертерного газа применяют в основном два направления: использование газа для производства пара и в качестве топлива.

1.4.2 Использование конвертерного газа для производства пара

При отводе газа с полным дожиганием производство пара происходит в ОКГ, которым оборудовано большинство газоотводящих трактов конвертеров. При этом используется как физическая, так и химическая теплота газов.

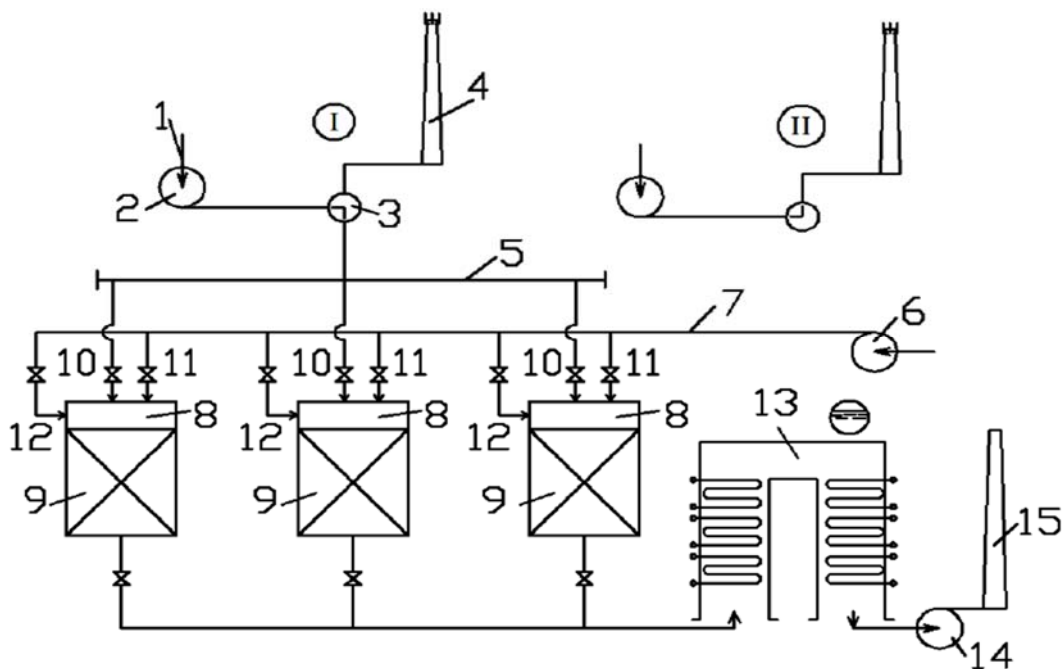


Рис. 1.6 – Схема использования теплоты конвертерного газа для производства пара с применением регенеративных теплоаккумуляторов:
1 – газоход от газоочистки; 2 – дымосос газоотводящего тракта конвертера; 3 – перекидной клапан; 4 – дымовая труба с дожигающим устройством (свеча); 5 – коллектор конвертерного газа; 6 – воздуходувка; 7 – воздушный коллектор; 8 – камера сгорания; 9 – насадка регенератора; 10 – подача конвертерного газа на сжигание; 11 – подача воздуха для сжигания конвертерного газа; 12 – подача воздуха на охлаждение насадки; 13 – котел-утилизатор; 14 и 15 – дымосос и дымовая труба теплоутилизационной установки.

При отводе газа без дожигания в ОКГ используется только физическая теплота газа. Для использования химической энергии газа котел-утилизатор размещают вне газоотводящего тракта конвертера. Проблема периодичности выхода газа может быть решена путем применения теплоаккумуляторов, например, в виде регенеративных теплообменников (рис. 1.6) [5].

Производство пара по схеме, представленной на рис. 1.6, включает в себя две стадии:

1. В период выхода газа из конвертера во время продувки очищенный и охлажденный газ, отводимый из конвертера без дожигания, сжигают в камерах сгорания 8. Продукты сгорания разогревают насадку регенератора, а остаток теплоты продуктов сгорания после регенераторов (остаточная температура продуктов сгорания 800 – 900°С) используется в котле-утилизаторе для выработки пара.
2. В межпродувочный период перекидной клапан устанавливают в позицию II (см. рис. 1.6). Дымосос работает на пониженной производительности, а воздух, который просасывается через газоотводящий тракт, направляют на свечу.

Через насадки регенератора поочередно пропускают воздух от воздуходувки. Воздух нагревается до 800-900°С и направляется в котел-утилизатор, где его теплота используется для выработки пара.

Таким образом достигается постоянная и непрерывная паропроизводительность котла-утилизатора.

Количество теплоаккумуляторов (n) соответствует отношению:

$$n = \frac{\tau_{\text{мп}}}{\tau_{\text{пр}}},$$

где $\tau_{\text{мп}}$ – время межпродувочного периода; $\tau_{\text{пр}}$ – время продувки.

Достоинства схемы: решение проблемы периодичности и возможность стабильной выработки пара энергетических параметров для привода турбогенераторов или турбовоздуховок на ТЭЦ-ПВС.

Недостатки: большие капитальные затраты, связанные с применением громоздких регенеративных теплообменников.

1.4.3 Использование конвертерного газа в качестве топлива

Проблема периодичности выхода конвертерного газа при использовании его в качестве топлива может быть решена двумя способами.

Способ 1: подача конвертерного газа в период его выхода из конвертера в сеть другого газа, например, доменного (рис. 1.7).

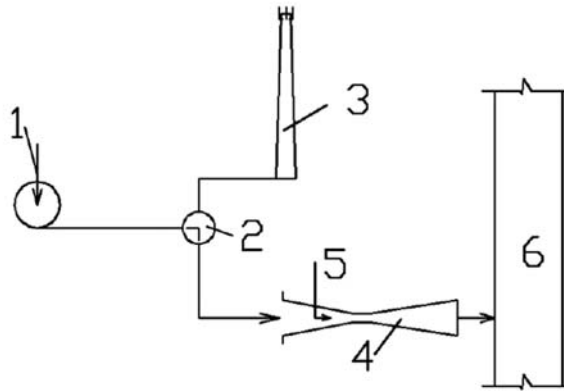


Рис. 1.7 – Схема подачи конвертерного газа в сеть доменного газа [5]:
 1 – газоход от газоочистки; 2 – перекидной клапан; 3 – дымовая труба с дожигающим устройством (свеча); 4 – эжектор для эжекции конвертерного газа и повышения его давления; 5 – эжектирующий газ высокого давления, например, природный газ; 6 – газопровод доменного газа.

Подача конвертерного газа в газопровод доменного газа происходит во время выхода газа из конвертера. Предпочтение газопроводу доменного газа обусловлено большими объемами газопровода, а, следовательно, его высокой аккумулирующей способностью.

Недостаток схемы заключается в периодическом колебании давления и теплоты сгорания газа в газопровode доменного газа, что требует предусмотреть дополнительные устройства для стабилизации работы горелочных устройств потребителей топлива.

Способ 2: подача конвертерного газа в период его выхода из конвертера в газгольдер (см. рис. 1.8) [5].

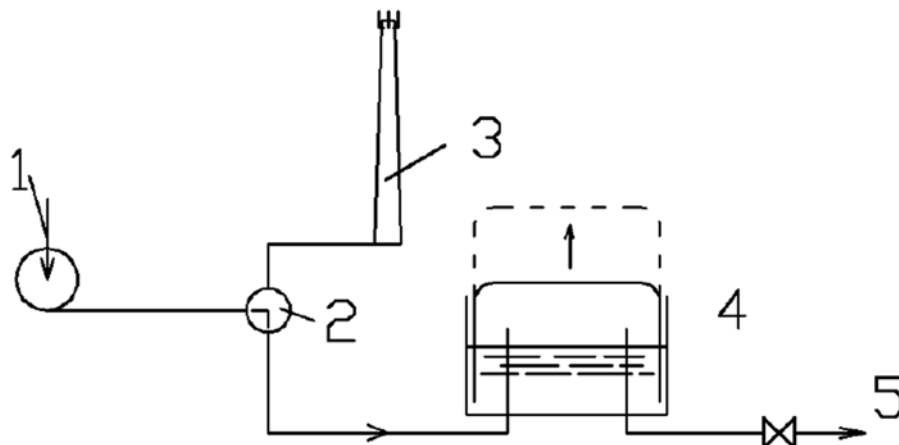


Рис. 1.8 – Схема подачи конвертерного газа в газгольдер:

1 – газоход от газоочистки; 2 – перекидной клапан; 3 – дымовая труба с дожигающим устройством (свеча); 4 – газгольдер мокрого типа; 5 – подача конвертерного газа потребителю.

Конвертерный газ поступает в газгольдер во время продувки конвертера. Расходуется газ из газгольдера как во время продувки, так и в межпродувочный период. Достоинство схемы заключается в возможности широкого диапазона использования конвертерного газа в качестве топлива.

Недостатки:

- a. Большие капитальные затраты на сооружение газгольдеров. К схеме, представленной на рисунке 1.8, следует добавить устройство для доочистки конвертерного газа, нагнетатели для повышения давления газа и сложную систему автоматики, обеспечивающую надежность функционирования схемы.
- b. Большие размеры газгольдеров, что требует, помимо больших капитальных затрат, большие производственные площади для размещения газгольдеров на территории предприятия. Диаметры газгольдеров для современных кислородно-конвертерных цехов составляют до 60-80 м.
- c. Взрывоопасность газгольдеров, требующая создания вокруг газгольдеров охранной зоны, что занимает дополнительные производственные площади для размещения газгольдеров.
- d. Недостаточная надежность работы газгольдеров мокрого типа при отрицательных температурах наружного воздуха.

2. ТЕРМОХИМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ГАЗОВЫХ ТОПЛИВ

2.1 Паровая конверсия

Целью конверсий природного газа является получение синтез-газа, который содержит монооксид углерода CO, водород H₂ и является исходным сырьем для синтеза многих органических соединений [7].

Паровая конверсия природного газа является в настоящее время преобладающим процессом его переработки в синтез-газ. Первые патенты на паровую конверсию метана были получены фирмой BASF в 1926 г., а первый завод, реализующий этот процесс, был построен еще в 1930-х годах. Широкое промышленное внедрение началось с 1962 года с переходом от угля к природному газу как основному сырью для химической промышленности [7].

Для проведения паровой конверсии природный газ предварительно подвергают десульфурации с помощью ZnO или цеолитов. Основная реакция (2.1) протекает на никелевом катализаторе при температуре 900...1000 °С вплоть до равновесного состояния, при более низких температурах приблизиться к состоянию термодинамического равновесия не удастся.



В качестве реакторов для паровой конверсии используются трубчатые печи, отапливаемые природным газом.

На рисунке 2.1 представлены схемы реакторов паровой конверсии природного газа [8-10]. На рис. 2.1а показан вариант с теплообменной поверхностью, одноходовой по потоку «конвертируемая смесь – синтез-газ», на рис. 2.1б – вариант с двухходовой теплообменной поверхностью по указанному потоку благодаря применению байонетных труб, в которых кольцевой зазор заполнен каталитической насадкой. Конвертируемая смесь подается в кольцевой зазор, синтез-газ отводится по центральной трубе.

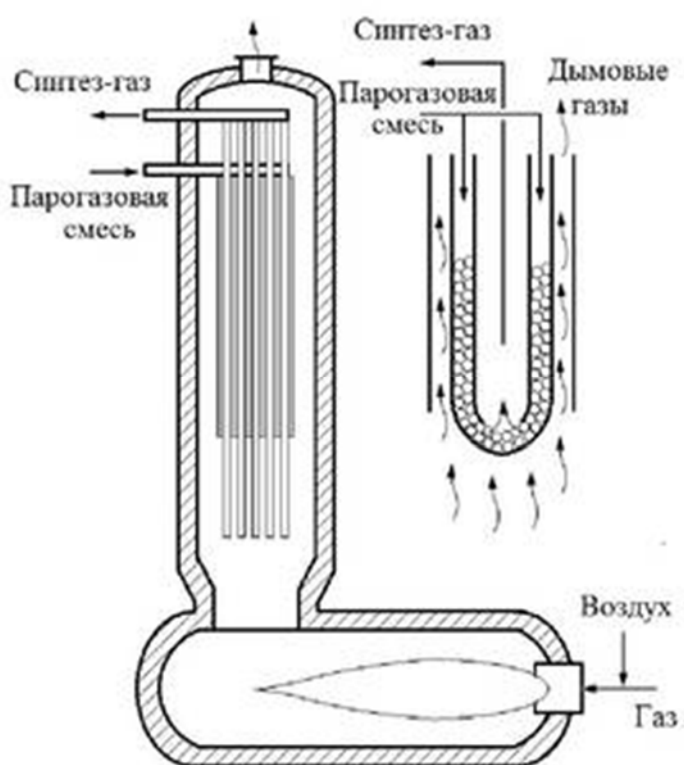
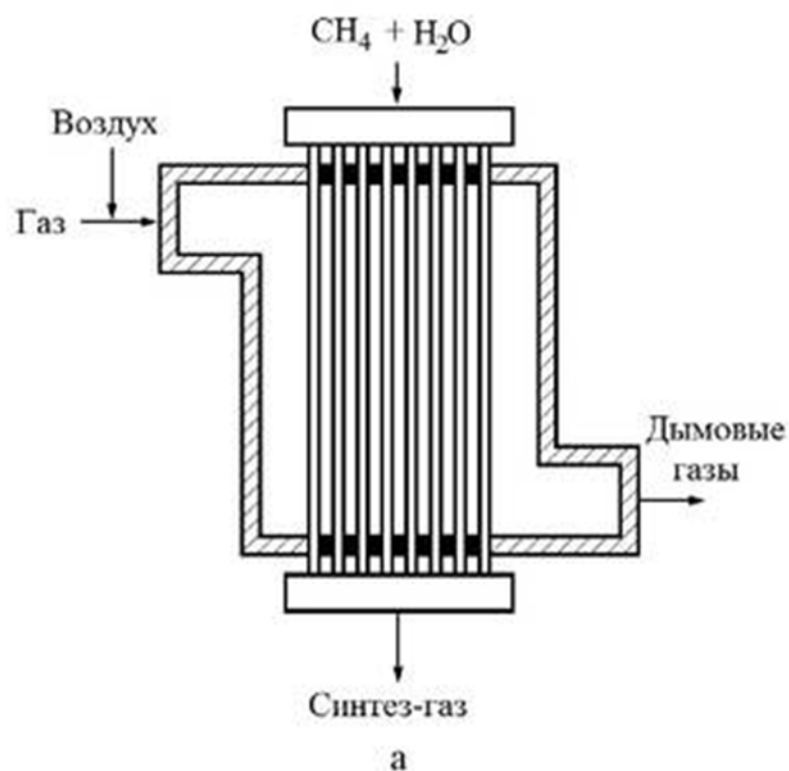
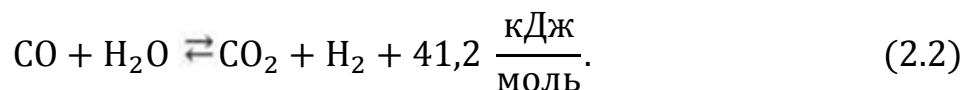


Рис. 2.1 – Реакторы паровой конверсии природного газа [11]

При проведении паровой конверсии обычно поддерживают соотношение $H_2O:CH_4 = 3:1$ и получают синтез-газ с отношением $(H_2 + CO_2)/(CO + CO_2)$,

близким к 3. Если целью является получение водорода, то полученный синтез-газ подвергают реакции водяного сдвига (water shift reaction)



По температурному уровню реакция (2.2) может быть высокотемпературной, если ее проводят при 400...430 °С, используя при этом катализатор $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{Cr}_2\text{O}_3$, либо низкотемпературной, если используют катализатор Cu-ZnO при $t = 200^\circ\text{C}$.

На практике реакция (2.2) реализуется не только в две, но и в одну ступень: либо в высокотемпературном, либо в низкотемпературном режиме.

Преимущество паровой конверсии: хорошо изученный и испытанный способ.

Недостатки паровой конверсии:

1. Образование значительных избыточных количеств CO_2 .
2. Получаемый синтез-газ удобен для синтеза аммиака, но не подходит для синтеза метанола, уксусной кислоты и жидких углеводородов [11].

2.2 Энергохимическая аккумуляция

Термин «энергохимическая аккумуляция» или «риформинг отходящих газов восстанавливающим агентом» введен в ряде работ [12, 13]. При энергохимической аккумуляции природный газ или иное углеводородсодержащее вещество (биодизельное топливо) смешивается и химически реагирует с отходящими газами, в результате чего происходит его конверсия – эндотермическая переработка за счет теплоты отходящих газов. В процессе ЭХА газовый поток интенсивно охлаждается. Получаемый синтез-газ по жаропроизводительности не уступает природному газу – первичному топливу.

Схема топливной ТТУ с ЭХА представлена на рис. 2.2 [11].

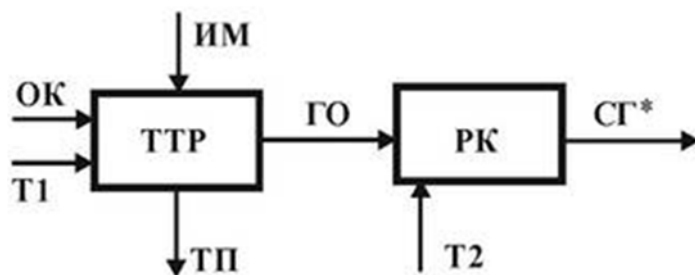


Рис. 2.2 – Схема топливной ВТУ с энергохимической аккумуляцией

На отопление ТТР расходуется поток природного газа Т1, на проведение ЭХА – поток природного газа Т2, который смешивается с потоком газовых отходов ТТР. В реакторе конверсии происходит химическое взаимодействие компонентов смеси, в результате чего образуется синтез-газ СГ*, направляемый за пределы установки.

По способу использования тепловых отходов можно выделить следующие группы тепловых схем ВТУ:

- 1) схемы с рекуперативным (регенеративным) использованием тепловых отходов. Сюда входят схемы с термической и термохимической рекуперацией. В случае термохимической рекуперации синтез-газ целиком расходуется на отопление ТТР;
- 2) схемы с внешним использованием тепловых отходов. Сюда, в частности, входят схемы с ЭХА тепловых отходов, так как поток получаемого синтез-газа целиком направляется за пределы схемы;
- 3) схемы комбинированные – с рекуперативным и внешним использованием тепловых отходов. В частности, в данную группу входят схемы с ТХР на основе конверсии природного газа, при этом поток получаемого синтез-газа частично расходуется на отопление ТТР, а прочая часть потока синтез-газа направляется за пределы схемы.

Для оценки энергоемкости топливной установки с ЭХА можно использовать приведенный расход топлива

$$V_{\text{прив}} = (V_{\text{ТТР}} + V_{\text{ЭХА}}) \frac{Q_{\text{пр.г}}}{Q_{\text{у.т.}}} - V_{\text{ЭХА}} V_{\text{сг}} \frac{Q_{\text{сг}}}{Q_{\text{у.т.}}}, \text{ кг у. т./с,}$$

и приведенный удельный расход топлива

$$b_{\text{прив}} = \frac{V_{\text{прив}}}{P}, \text{ кг у. т. / (т т. п.)},$$

где $V_{\text{ТТР}}$ – видимый расход природного газа на отопление ТТР, $\text{м}^3/\text{с}$; $V_{\text{ЭХА}}$ – расход природного газа на ЭХА, $\text{м}^3/\text{с}$; $V_{\text{сг}}$ – удельный выход синтез-газа – продукта ЭХА, $\text{м}^3/(\text{м}^3 \text{ прир. газа ЭХА})$; $Q_{\text{пр.г}}$, $Q_{\text{сг}}$ – низшая теплота сгорания природного газа и синтез-газа, $\text{кДж}/\text{м}^3$; $Q_{\text{у.т.}}$ – низшая теплота сгорания условного топлива, $\text{кДж}/\text{кг}$; P – производительность ТТУ по технологическому продукту, $\text{кг}/\text{с}$.

Мерой эффективности установки с ЭХА может служить коэффициент эффективности ЭХА

$$\eta_{\text{ЭХА}} = \frac{\Delta Q_{\text{хим}}}{Q_{\text{исх}}^{\text{хим}}} = \frac{Q_{\text{сг}}^{\text{хим}} - Q_{\text{исх}}^{\text{хим}}}{Q_{\text{исх}}^{\text{хим}}} = \frac{Q_{\text{сг}}^{\text{хим}} - (Q_{\text{ЭХА}}^{\text{хим}} + Q_{\text{г.о}}^{\text{хим}})}{(Q_{\text{ЭХА}}^{\text{хим}} + Q_{\text{г.о}}^{\text{хим}})}.$$

где $\Delta Q_{\text{хим}} = Q_{\text{сг}}^{\text{хим}} - Q_{\text{исх}}^{\text{хим}}$ – прирост химической энергии в процессе ЭХА, определяемый как разность между химической энергией синтез-газа $Q_{\text{сг}}^{\text{хим}}$ – продукта ЭХА и химической энергией исходных потоков $Q_{\text{исх}}^{\text{хим}} = Q_{\text{ЭХА}}^{\text{хим}} + Q_{\text{г.о}}^{\text{хим}}$, участвующих в ЭХА: химической энергии природного газа, направляемого на ЭХА $Q_{\text{ЭХА}}^{\text{хим}}$, и газовых отходов $Q_{\text{г.о}}^{\text{хим}}$, используемых как окислитель для конверсии. В размерности кВт введенные величины определяются уравнениями:

$$Q_{\text{сг}}^{\text{хим}} = V_{\text{ЭХА}} V_{\text{сг}} Q_{\text{сг}}; \quad Q_{\text{ЭХА}}^{\text{хим}} = V_{\text{ЭХА}} Q_{\text{пр.г}}; \quad Q_{\text{г.о}}^{\text{хим}} = V_{\text{г.о}} Q_{\text{г.о}},$$

где $V_{\text{г.о}}$ – объемный расход газовых отходов, используемых в ЭХА, $\text{м}^3/\text{с}$; $Q_{\text{г.о}}$ – теплота сгорания газовых отходов, $\text{кДж}/\text{м}^3$. Если газовые отходы негорючие, то коэффициент эффективности ЭХА рассчитывается следующим образом:

$$\eta_{\text{ЭХА}} = \frac{V_{\text{сг}} Q_{\text{сг}} - Q_{\text{пр.г}}}{Q_{\text{пр.г}}}.$$

В рассматриваемой схеме с ЭХА нет обратной связи между РК и ТТР посредством потока синтез-газа (в отличие от схем с ТХР), поэтому величина $V_{\text{ТТР}}$ не зависит от $V_{\text{ЭХА}}$.

Применение ЭХА представляется перспективным в следующих теплотехнологиях:

- а) безокислительный нагрев металла;
- б) восстановительная плавка;
- в) обезуглероживание чугуна в процессе конвертерной плавки (конвертерное производство стали).

Особый интерес для отечественных и зарубежных исследователей в области ЭХА представляет конвертерная плавка [14–18].

2.3 Разработки и патенты в сфере использования материального потока высокотемпературных газовых отходов

В качестве вариантов использования продуктов ЭХА конвертерных газов выделяются следующие:

- а) восстановительные процессы в доменной печи [12], восстановление железорудных окатышей в шахтном реакторе [14];
- б) использование в качестве вторичного топлива для ряда процессов [15–17]; генерация электроэнергии, генерация технологического пара, нагрев металла под прокатку, сушка и нагрев ковшей в системах разлива стали;
- в) производство водорода [18–20].

Способ утилизации конвертерных газов посредством ЭХА с целью повышения эффективности использования их химической энергии изложен в [14]. В конвертерные газы с температурой 1500...1700 °С вводится для осуществления ЭХА природный газ (рис. 2.3) с удельным расходом 0,08...0,12 м³/ (м³ конвертерного газа) [11]. Продукты ЭХА пропускают через слой обожженных железорудных окатышей и осуществляют их восстановление, выдерживая соотношение 1,0...1,5 (кг окатышей)/ (м³ продуктов ЭХА). После восстановления окатышей в газовый поток добавляется воздух для дожига. Образующиеся продукты горения проходят через слой сырых окатышей, осуществляя процесс нагрева и обжига, после чего отводятся за пределы

установки. Горячие обожженные окатыши подаются на восстановление в ниже располагаемый слой.

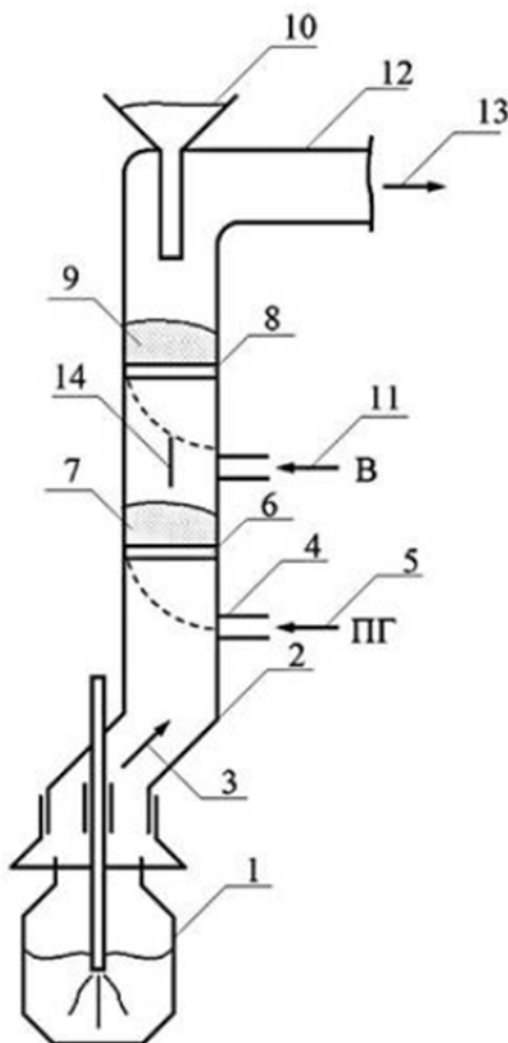


Рис. 2.3 – Схема утилизации конвертерных газов посредством ЭХА:

1 – конвертер; 2 – газоход; 3 – отходящие конвертерные газы; 4 – трубопровод природного газа; 5 – природный газ; 6 – охлажденная решетка; 7 – слой обожженных железорудных окатышей; 8 – охлажденная решетка; 9 – слой сырых окатышей; 10 – бункер подачи сырых окатышей; 11 – трубопровод подачи воздуха; 12 – патрубок для вывода отработанных газов; 13 – отработанные газы; 14 – газ после восстановления обожженных окатышей; В – воздух; ПГ – природный газ

Вариант использования продуктов ЭХА конвертерных газов в доменной печи на основе утилизации конвертерных газов [21] рассмотрен в [12]. Использование продуктов ЭХА вместо конвертерных газов позволяет выдержать требования к составу газов, подаваемых в доменную печь

(содержание CO_2 не более 5%), без дополнительной очистки. При этом ЭХА значительно упрощает и удешевляет систему использования конвертерных газов в доменных печах, ибо позволяет отказаться от газгольдеров, котлов – утилизаторов и химической очистки конвертерных газов. Принципиальная схема ЭХА конвертерных газов с последующим использованием продуктов ЭХА в доменной печи представлена на рис. 2.4 [11].

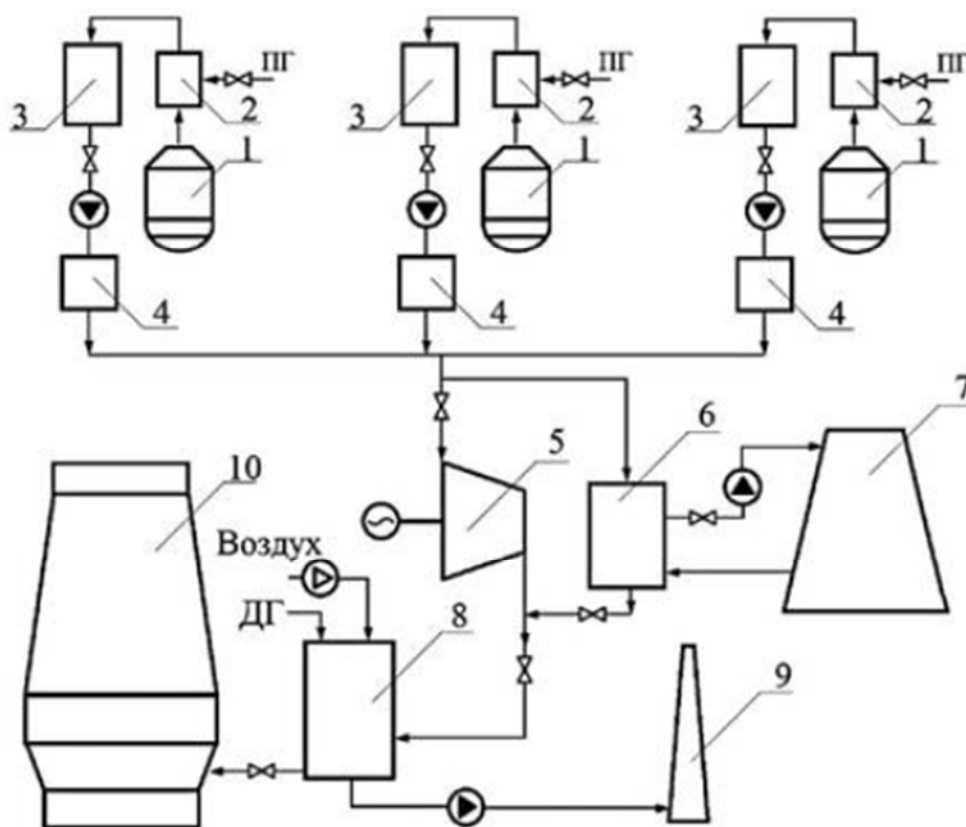


Рис. 2.4 – Принципиальная схема ЭХА конвертерных газов при использовании их в доменной печи:

1 – конвертер; 2 – узел ЭХА; 3 – система мокрой газоочистки; 4 – фильтр; 5 – компрессор; 6 – теплообменник; 7 – градирня; 8 – подогреватель; 9 – дымовая труба; 10 – доменная печь; ПГ – природный газ; ДГ – доменный газ

Использование конвертерных газов в качестве топлива рассматривается в [22]. Цель исследования – оценка возможности использования химической энергии конвертерного газа металлургического производства для выработки

электроэнергии на газопотребляющих агрегатах (ГПА) и анализ параметров его работы.

Для исследования эффективности использования конвертерного газа как топлива выбран газовый поршневой агрегат фирмы Caterpillar G 3600 TA.

**Основные параметры работы газопоршневого агрегата Caterpillar
G 3600 TA [23]**

Мощность на маховике двигателя, кВт.....	206
Электрическая мощность, кВА/кВт.....	200/160
Номинальная скорость вращения, об/мин.....	1500
Тип.....	четырёхтактный
Количество цилиндров.....	6
Наддув.....	один с последующим охлаждением
Объем воздуха на образование смеси, нм ³ /ч.....	890
Расход топлива, нм ³ /ч.....	56,8

На первом этапе выполнен расчет ДВС на природном газе для определения основных параметров работы двигателя. Приняты следующие допущения:

1. реальный процесс сгорания заменен идеальным (подводом теплоты по изохоре и изобаре);
2. процессы сжатия и расширения происходят по политропам с постоянным показателем;
3. работа процессов газообмена равна нулю, замыкание цикла осуществляется по изохоре в конце расширения.

Остальные параметры цикла (степень сжатия, коэффициент расхода воздуха, зависимость удельной теплоемкости рабочего тела от температуры и др.) соответствуют реальному циклу.

Для использования конвертерного газа в качестве топлива в режиме без дожигания для ГПА необходимы более глубокая очистка и газгольдер для выравнивания колебаний выхода газа и его состава. На рисунке 2.5 [22]

изображена схема модернизации работы газоотводящего тракта для использования химического потенциала газа на ГПА.

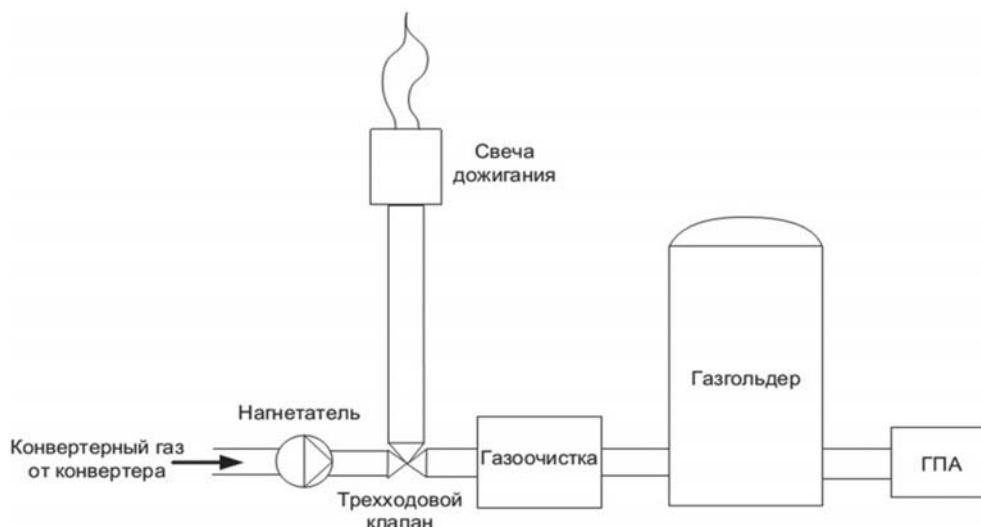


Рис. 2.5 – Схема модернизации газоотводящего тракта

Тепловой расчет выполняется только для номинального режима работы двигателя при наиболее выгодных условиях протекания рабочего процесса, поэтому, при отсутствии оговорок, все численные значения параметров рабочего процесса относятся к номинальному режиму. Расчетный цикл ДВС состоит из пяти последовательно протекающих процессов: наполнения, сжатия, сгорания топлива, расширения и выпуска. В том же порядке и выполнялась основная часть теплового расчета [24, 25]. Необходимым дополнением к нему считается определение параметров рабочего тела в системе наддува и показателей агрегатов наддува.

Для расчета использован состав природного газа, приведенный в табл. 2.1 [26].

Таблица 2.1

Объемные доли компонентов природного газа

Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	Бутан C ₄ H ₁₀	Тяжелые углеводороды C ₅ H ₁₂	Углекислый газ CO ₂	Азот N ₂
98,9	0,29	0,16	0,05	-	0,4	0,2

При расчете эффективного давления учитывали давление механических потерь P_M и среднее эффективное давление $P_э$:

$$P_M = a_M + b_M v_{п.ср}$$

$$P_э = P_i - P_M,$$

a_M, b_M – экспериментальные величины; $a_M = 0,049$; $b_M = 0,0152$ [27]; $v_{п.ср}$ – скорость поршня, м/с.

Расхождение между расчетным (1171,5 кПа) и действительным (1129 кПа) значениями эффективного давления составило менее 4% [22]. Мощность двигателя определена по формуле:

$$N = \frac{V_h P_e i n}{30\tau},$$

где V_h – рабочий объем цилиндра, м³, i – количество цилиндров; n – номинальная частота вращения, об/мин; τ – тактность двигателя.

По аналогии выполнен перерасчет двигателя внутреннего сгорания при работе на конвертерном газе. При этом конструктивно двигатель не меняли, все параметры настройки работы агрегата остались прежними, включая коэффициент расхода воздуха. При расчете учитывали изменение соотношения «топливо – воздух», а также плотность смеси и показатель политропы.

Для расчета использован состав конвертерного газа, приведенный в табл. 2.2 [22].

Таблица 2.2

Объемные доли компонентов конвертерного газа

Угарный газ CO	Водород H	Углекислый газ CO ₂	Аргон Ar	Кислород O ₂	Азот N ₂
52	1	20,5	0,5	-	26

При расчете системы наддува на конвертерном газе предполагалось, что газ будет охлаждаться до той же температуры, что и при работе на природном

газе. Степень повышения давления наддува уменьшится на 3% при использовании конвертерного газа из-за более плотной смеси.

При переводе двигателя на конвертерный газ среднее индикаторное давление упало на 22% (рис. 2.6) [22], а среднее эффективное давление на 26%. Мощность двигателя из-за менее калорийной смеси снизилась на 26% (рис. 2.7) [22].

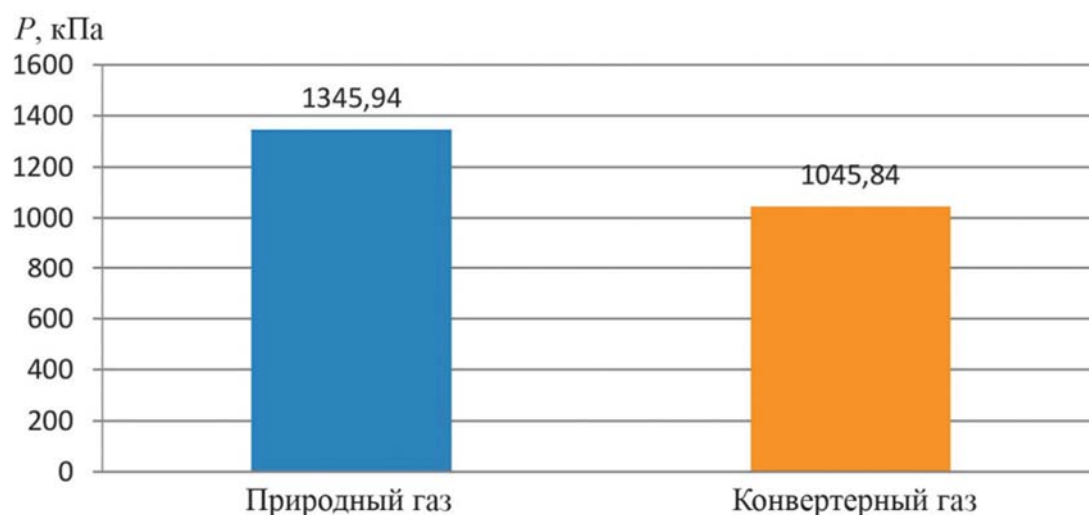


Рис. 2.6 – Среднее индикаторное давление двигателя в зависимости от топлива

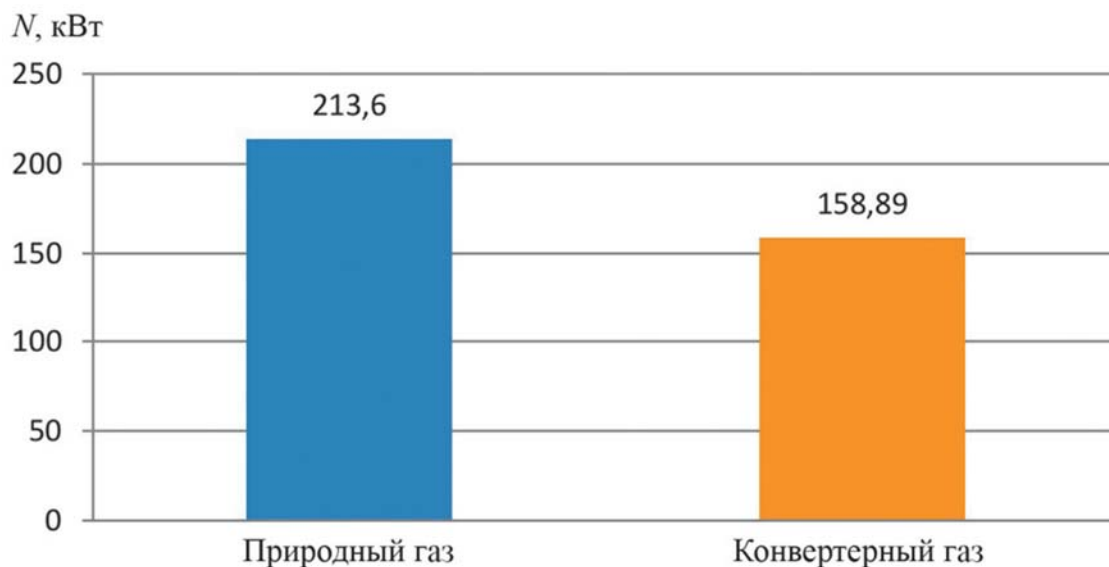


Рис. 2.7 – Мощность двигателя в зависимости от топлива

Расчетные данные показывают падение основных характеристик двигателя при переводе его на конвертерный газ, что вызвано менее калорийной смесью по сравнению с природным газом. Тем не менее, даже при

переводе двигателя в режим работы на конвертерном газе можно прогнозировать его работу с потерей 1/3 мощности.

Проведенный анализ работы ДВС показал возможность эксплуатации его на конвертерном газе. Однако из-за неравномерности состава конвертерного газа была смоделирована смесь с колебаниями CO и H₂ (как горючих компонентов) и N₂ (как негорючего). Зависимость мощности двигателя от колебания состава газа представлена на рис. 2.8 [22].

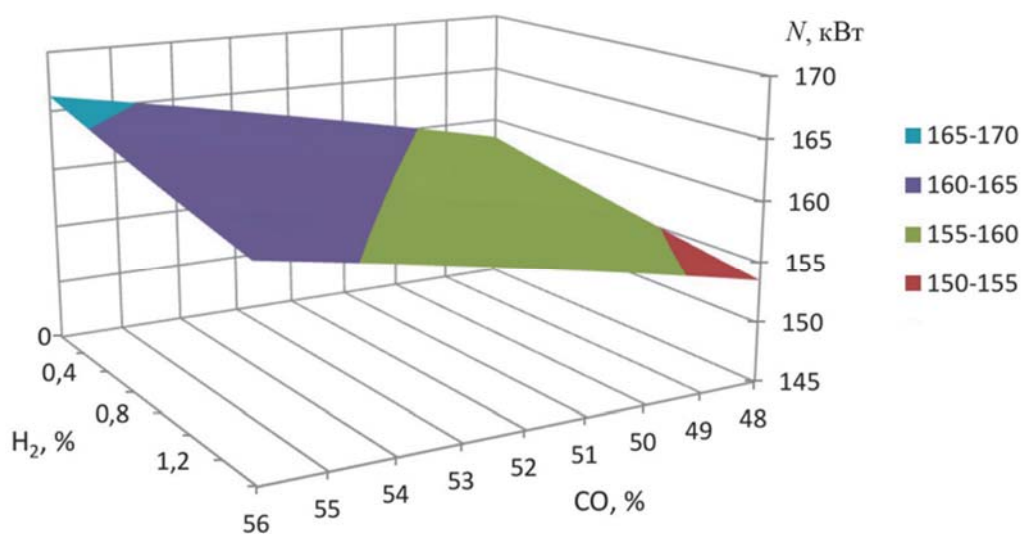


Рис. 2.8 – Мощность двигателя в зависимости от колебания состава конвертерного газа

При переводе двигателя внутреннего сгорания на конвертерный газ следует учитывать снижение эффективной мощности на 25...30%. Колебания состава газа незначительно влияют на основные показатели двигателя, однако повышение содержания водорода в газе приводит к падению его мощности. Двигатель способен утилизировать при 100% нагрузке не более 300 м³/ч конвертерного газа с выработкой электроэнергии порядка 119 кВт [22].

3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВАРИАНТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОНВЕРТЕРНОГО ГАЗА ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

3.1 Использование конвертерного газа для паровой конверсии природного газа с последующей генерацией электроэнергии

На рис. 3.1 представлена тепловая схема установки, в которой используется конвертерный газ, подаваемый из газгольдера, и природный газ для производства электроэнергии в газотурбинной установке.

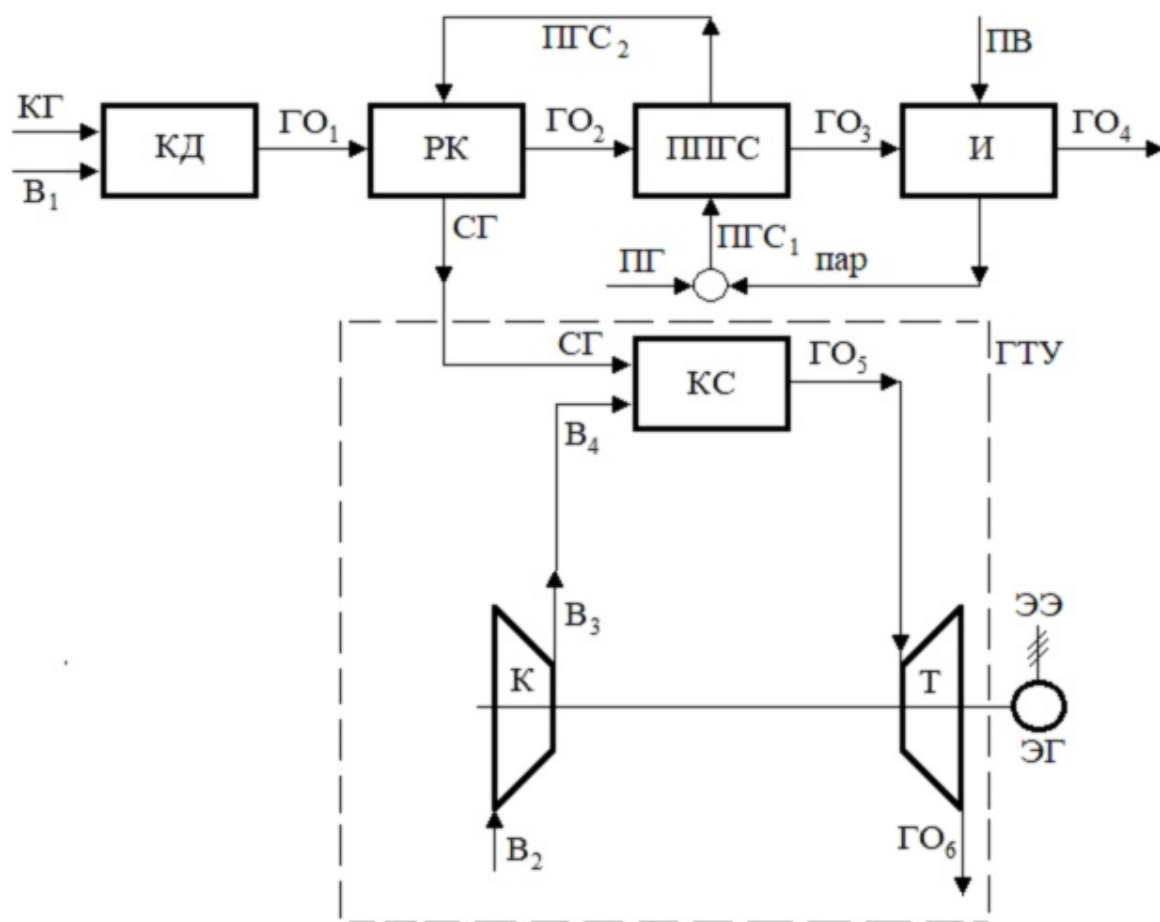


Рис. 3.1 – Тепловая схема использования конвертерного газа для паровой конверсии природного газа с последующим применением синтез-газа в ГТУ:

КД – камера дожигания конвертерного газа; РК – реактор конверсии; ППГС – подогреватель парогазовой смеси; И – испаритель; ГТУ – газотурбинная установка; КС – камера сгорания в составе ГТУ; К – воздушный компрессор; Т – турбина; ЭГ – электрогенератор; КГ – конвертерный газ; ГО₁, ГО₂, ГО₃, ГО₄ – газовые отходы на выходе

КД, РК, ППГС и И соответственно; ГО₅, ГО₆ – газовые отходы (продукты горения синтез-газа) на выходе из камеры сгорания, из турбины соответственно; В₁ – воздух, подаваемый в камеру дожигания конвертерного газа; В₂ – воздух на входе в компрессор; В₃ – сжатый воздух на выходе из компрессора; В₄ – сжатый воздух, подаваемый в камеру сгорания; ПГС₁, ПГС₂ – парогазовая смесь (смесь водяного пара и природного газа) на входе и выходе ППГС; ПГ – природный газ; СГ – синтез-газ; ЭЭ – электроэнергия.

Конвертерный газ КГ и воздух В₁ подаются в камеру дожигания КД. На выходе из камеры дожигания образуются продукты горения (поток ГО₁), которые поступают в реактор конверсии РК. Образовавшийся поток газовых отходов ГО₂ после РК поступает в подогреватель парогазовой смеси ППГС.

В испаритель И подается питательная вода ПВ. За счёт подвода теплоты от более горячего теплоносителя (поток ГО₃), осуществляется процесс фазового перехода жидкого теплоносителя в состояние пара. После испарителя газовый поток ГО₄ выбрасывается в окружающую среду с более низкой температурой, по сравнению с температурой на входе в испаритель.

В подогреватель парогазовой смеси ППГС поступает парогазовая смесь ПГС₁, состоящая из природного газа и водяного пара, где она нагревается до состояния ПГС₂ и подается в реактор конверсии РК, на выходе из которого полученный синтез-газ СГ подается в камеру сжигания КС контура газотурбинной установки.

Контур газотурбинной установки состоит из трех основных элементов: воздушного компрессора К, камеры сгорания КС, газовой турбины Т. Такие установки называются установками открытого цикла.

Из атмосферы в компрессор К поступает воздух В₂, где его давление значительно увеличивается за счёт сжатия. В камеру сгорания КС подаются полученный синтез-газ СГ и сжатый воздух после компрессора В₄. В камере сгорания КС синтез-газ СГ перемешивается с воздухом В₄, который служит окислителем, поджигается и сгорает. Из камеры сгорания КС газовый поток ГО₅ поступает в газовую турбину Т, которая предназначена для преобразования его потенциальной энергии в механическую работу. Поток

газа высокой температуры воздействует на лопатки газовой турбины Т (создает крутящий момент). Совершая работу, газ остывает, и давление его уменьшается до атмосферного. Из газовой турбины Т газовый поток GO_6 выбрасывается в окружающую среду.

Для расчета использован состав природного газа, приведенный в табл.3.1.

Таблица 3.1

Процентное содержание компонентов природного газа

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂
89,7	5,2	1,70	0,5	0,1	2,7	0,1

Для расчета использован состав конвертерного газа, приведенный в табл.3.2.

Таблица 3.2

Процентное содержание компонентов конвертерного газа

N ₂	CO ₂	O ₂	CO	H ₂
14,62	23,52	4,22	57,35	0,29

Теплота сгорания природного газа, кДж/м³: $Q_{\text{прир.газ}} = 3,744 \cdot 10^4$

Теплота сгорания конвертерного газа, кДж/м³: $Q_{\text{конв.газ}} = 7,278 \cdot 10^3$

Газотурбинный двигатель ГТД состоит из компрессора и турбины (см. рис.3.1), разность мощностей которых является его полезной мощностью [31]

$$N_{\text{п}} = N_{\text{т}} - N_{\text{к}}. \quad (3.1)$$

Поэтому расчет газотурбинной установки начинается с определения мощности или работы турбины и компрессора [31]:

$$N_{\text{т}} = l_{\text{т}}G_{\text{т}} \text{ и } N_{\text{к}} = l_{\text{к}}G_{\text{к}}, \quad (3.2)$$

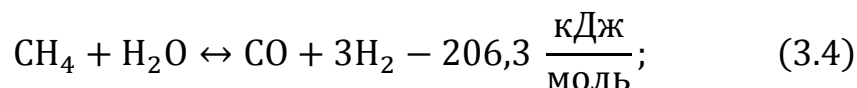
где $l_{\text{т}}$ и $l_{\text{к}}$ – работа 1 кг газа в турбине и компрессоре, кДж/кг; $G_{\text{т}}$ и $G_{\text{к}}$ – массовые расходы рабочего газа через турбину и компрессор, кг/с.

Удельная полезная работа [31], кДж/кг,

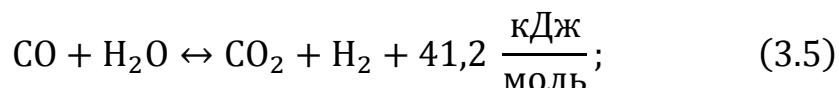
$$l_{\text{п}} = l_{\text{т}} - l_{\text{к}}. \quad (3.3)$$

Концептуальная модель установки, представленной на рис. 3.1, объединяет в себе ряд условий и допущений:

- 1) Потери теплоты через конструктивные элементы компрессора и турбины обычно не превышают 1% и ими пренебрегают;
- 2) Горение синтез-газа является полным, то есть в продуктах горения присутствуют компоненты: диоксид углерода, водяной пар, азот, кислород;
- 3) Синтез-газ на выходе из реактора конверсии находится в состоянии термодинамического равновесия;
- 4) Равновесный состав синтез-газа определяется равновесием двух химических реакций: паровой конверсии метана



реакции водяного газа (водяного сдвига)



- 5) В составе синтез-газа – только газообразные компоненты: CO, H₂, CO₂, H₂O, CH₄, N₂. В процессе конверсии свободный углерод не образуется;
- 6) Все элементы находятся в установившемся тепловом состоянии.

Математическое описание задачи включает в себя следующую систему уравнений:

- Уравнения тепловых балансов;
- Уравнения материальных балансов процесса горения;
- Материальный баланс равновесного процесса паровой конверсии природного газа;
- Системы уравнений для определения равновесных составов;
- Каждый из компонентов продуктов горения – идеальный газ.

Уравнение теплового баланса камеры дожигания конвертерных газов, кДж/(куб. м конвертерного газа),

$$Q_{\text{хт}} + Q_{\text{фт}} + Q_{\text{ок}} = q_{\text{гокг}} (V_{\text{огкг}}, t_{\text{го1}}) + Q_{\text{ос}} \quad (3.6)$$

где $Q_{\text{ХТ}}$ – химическая теплота топлива (природного газа); $Q_{\text{ФТ}}$ – физическая теплота топлива; $Q_{\text{ОК}}$ – теплота окислителя, расходуемого на горение топлива в КД; $Q_{\text{ОС}}$ – потери теплоты через ограждение и охлаждение элементы конструкции КД в окружающую среду; $q_{\text{го}_{\text{КГ}}}(V_{\text{ог}_{\text{КГ}}}, t_{\text{го1}})$ – удельная теплота газовых отходов (продуктов горения конвертерного газа) при температуре газовых отходов на выходе из КД.

Уравнение теплового баланса реактора конверсии

$$Q_{\text{СГ}} - Q_{\text{ПГС}} = K_{\text{save}} \cdot q_{\text{го}_{\text{КГ}}}(V_{\text{ог}_{\text{КГ}}}, t_{\text{го1}}) - q_{\text{го}_{\text{КГ}}}(V_{\text{ог}_{\text{КГ}}}, t_{\text{го2}}), \quad (3.7)$$

где K_{save} – коэффициент сохранения теплоты в реакторе конверсии; $Q_{\text{СГ}}$ – теплота синтез-газа; $Q_{\text{ПГС}}$ – теплота парогазовой смеси; $q_{\text{го}_{\text{КГ}}}(V_{\text{ог}_{\text{КГ}}}, t_{\text{го2}})$ – удельная теплота газовых отходов (продуктов горения конвертерного газа) при температуре газовых отходов на выходе из реактора конверсии.

Уравнение теплового баланса подогревателя парогазовой смеси

$$Q_{\text{ПГС}_{\text{ВЫХ}}} - Q_{\text{ПГС}_{\text{ВХ}}} = K_{\text{save}} \cdot \left(q_{\text{го}_{\text{КГ}}}(V_{\text{ог}_{\text{КГ}}}, t_{\text{го2}}) - q_{\text{го}_{\text{КГ}}}(V_{\text{ог}_{\text{КГ}}}, t_{\text{го3}}) \right), \quad (3.8)$$

где $Q_{\text{ПГС}_{\text{ВЫХ}}}$ – теплота парогазовой смеси на выходе из ППГС; $Q_{\text{ПГС}_{\text{ВХ}}}$ – теплота парогазовой смеси на входе в ППГС; K_{save} – коэффициент сохранения теплоты; $q_{\text{го}_{\text{КГ}}}(V_{\text{ог}_{\text{КГ}}}, t_{\text{го3}})$ – удельная теплота газовых отходов (продуктов горения конвертерного газа) при температуре газовых отходов на выходе из подогревателя парогазовой смеси.

Тепловой баланс испарителя

$$Q_{\text{Пар}} - Q_{\text{ПВ}} = K_{\text{save}} \cdot \left(q_{\text{го}_{\text{КГ}}}(V_{\text{ог}_{\text{КГ}}}, t_{\text{го3}}) - q_{\text{го}_{\text{КГ}}}(V_{\text{ог}_{\text{КГ}}}, t_{\text{го4}}) \right). \quad (3.9)$$

Уравнения материального баланса процесса горения конвертерного газа составляются согласно [29].

Система уравнений для расчета равновесного состава продуктов конверсии объединяет в себе:

- уравнения материальных балансов химических элементов;
- уравнения закона действующих масс;
- уравнение нормировки [29].

Удельные объемы химических элементов в топливе для процесса конверсии (в размерности (м³ химического элемента)/(м³ природного газа)):

$$\begin{aligned} V_C^{\text{пр.газ}} &= 0,01(\sum m C_m H_n^T + CO_2^T + CO^T); \\ V_H^{\text{пр.газ}} &= 0,01(\sum n C_m H_n^T + 2H_2^T + 2H_2O^T); \\ V_O^{\text{пр.газ}} &= 0,01(2O_2^T + 2CO_2^T + CO^T + H_2O^T); \\ V_N^{\text{пр.газ}} &= 0,02N_2^T \end{aligned} \quad (3.10)$$

Уравнения материальных балансов химических элементов (в размерности (м³ химического элемента)/(м³ природного газа)):

- по углероду

$$V_{CH_4}^{\text{сг}} + V_{CO_2}^{\text{сг}} + V_{CO}^{\text{сг}} = V_C^{\text{исх}}; \quad (3.11)$$

- по кислороду

$$2V_{CO_2}^{\text{сг}} + V_{CO}^{\text{сг}} + V_{H_2O}^{\text{сг}} = V_O^{\text{исх}}; \quad (3.12)$$

- по водороду

$$4V_{CH_4}^{\text{сг}} + 2V_{H_2}^{\text{сг}} + 2V_{H_2O}^{\text{сг}} = V_H^{\text{исх}}; \quad (3.13)$$

- по азоту

$$2V_{N_2}^{\text{сг}} = V_N^{\text{исх}}; \quad (3.14)$$

Использованные в (3.11–3.14) величины $V_C^{\text{исх}}$, $V_O^{\text{исх}}$, $V_H^{\text{исх}}$, $V_N^{\text{исх}}$ – это удельные объемы химических элементов в исходной смеси, направляемой на конверсию:

$$\begin{aligned} V_C^{\text{исх}} &= V_C^{\text{пр.газ}}; \\ V_H^{\text{исх}} &= V_H^{\text{пр.газ}} + 2V_{\text{пар}}; \\ V_O^{\text{исх}} &= V_O^{\text{пр.газ}} + V_{\text{пар}}; \\ V_N^{\text{исх}} &= V_N^{\text{пр.газ}}. \end{aligned} \quad (3.15)$$

Здесь $V_{\text{пар}}$ – удельный расход пара на конверсию (в размерности м³ / м³ природного газа)).

Уравнение закона действующих масс для реакции (3.4) паровой конверсии метана приводится к виду

$$\frac{V_{\text{CO}}^{\text{cr}} (V_{\text{H}_2}^{\text{cr}})^3 p_{\Sigma}^2}{V_{\text{CH}_4}^{\text{cr}} V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{cr}} V_{\text{cr}}^2} = K_{p1}(T_{\text{cr}}). \quad (3.16)$$

Здесь p_{Σ} – давление синтез-газа (атм).

Соответственно для реакции (3.5) водяного газа (водяного сдвига)

$$\frac{V_{\text{CO}_2}^{\text{cr}} V_{\text{H}_2}^{\text{cr}}}{V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{cr}} V_{\text{CO}}^{\text{cr}}} = K_{p2}(T_{\text{cr}}). \quad (3.17)$$

Уравнением нормировки служит уравнение, определяющее выход синтез-газа

$$V_{\text{cr}} = V_{\text{CH}_4}^{\text{cr}} + V_{\text{CO}_2}^{\text{cr}} + V_{\text{CO}}^{\text{cr}} + V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{cr}} + V_{\text{H}_2}^{\text{cr}} + V_{\text{N}_2}^{\text{cr}}. \quad (3.18)$$

Решая систему уравнений (3.10–3.18), можно определить процентный состав синтез-газа (табл. 3.3) и теплоту сгорания синтез-газа.

Таблица 3.3

Процентное содержание компонентов синтез-газа

N ₂	CO ₂	H ₂ O	CO	H ₂	CH ₄
0,747	4,986	21,153	10,445	48,264	14,404

Теплота сгорания синтез-газа, кДж/м³: $Q_{\text{cr}} = 1,169 \cdot 10^4$

Программная реализация математического описания тепловой схемы (рис. 3.1) выполнена в среде Mathcad и содержит семь вспомогательных файлов:

caps.inf – табулированные температурные функции удельных теплоемкостей газов;

disslog.inf – взятые из [30] табулированные температурные функции натуральных логарифмов констант атомизации.

l_test.txt – температурные зависимости удельной теплоемкости и показателя изоэнтропы для воздуха, взятые из [31].

Температурные зависимости удельной теплоемкости и показателя изоэнтропы для компонентов горения [31]:

azot.txt – зависимости для азота;

O2.txt – зависимости для кислорода;

CO2.txt – зависимости для диоксида углерода;

H2O.txt – зависимости для водяного пара.

Для использования программы необходимо, чтобы все семь файлов были размещены в одной папке.

Расчетное исследование выполнено с целью проанализировать влияние удельного расхода природного газа и давления синтез-газа на режимные параметры тепловой схемы.

При увеличении температуры синтез-газа снижаются температуры газовых отходов после каждого элемента тепловой схемы. Наглядно это можно увидеть на рис. 3.2.

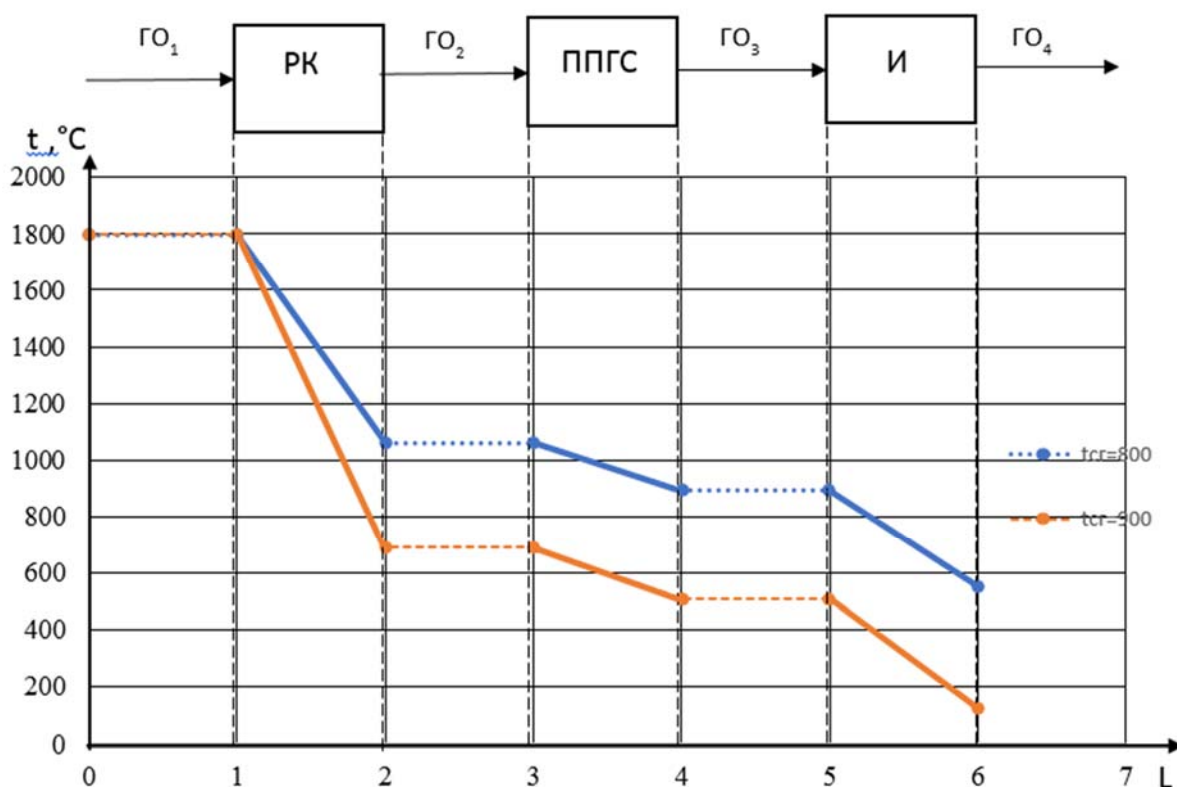


Рис. 3.2 – Зависимости температур газовых отходов от удельного расхода природного газа при различной температуре синтез-газа

Наибольшее изменение температур газовых отходов при изменении температуры синтез-газа наблюдается при их прохождении через испаритель $\Delta=426^\circ\text{C}$.

С ростом температуры синтез-газа температура газовых отходов после испарителя уменьшается, что наносит меньший ущерб экологии.

Исходя из уравнения теплового баланса для испарителя, становится ясно, что при увеличении расхода пара будет уменьшаться составляющая теплового баланса – температура газовых отходов на выходе из испарителя (см. рис. 3.3).

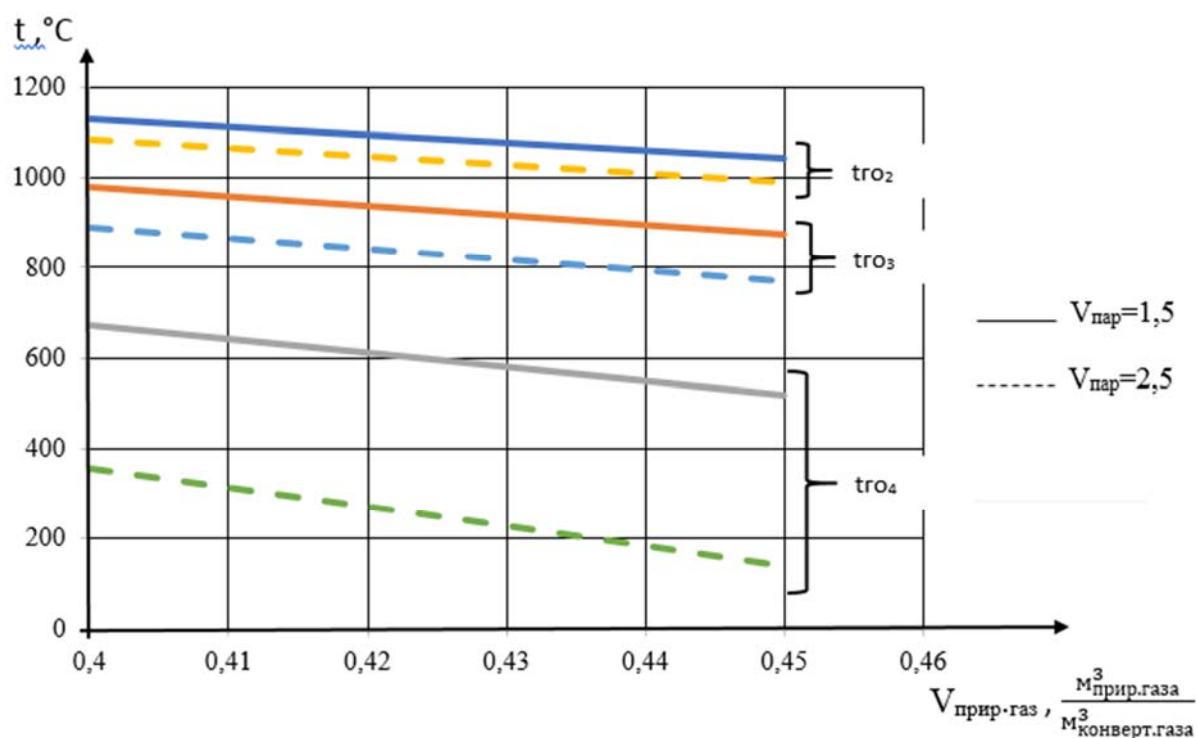


Рис. 3.3 – График зависимости температур газовых отходов от удельного расхода природного газа при изменении удельного расхода пара (при $t_{\text{cr}}=800^{\circ}\text{C}$)

Исходя из полученного графика зависимости (рис. 3.4), можно утверждать, что с увеличением удельного объема природного газа также увеличивается удельный расход газовых отходов перед турбиной. Температура синтез-газа на данную зависимость не влияет.

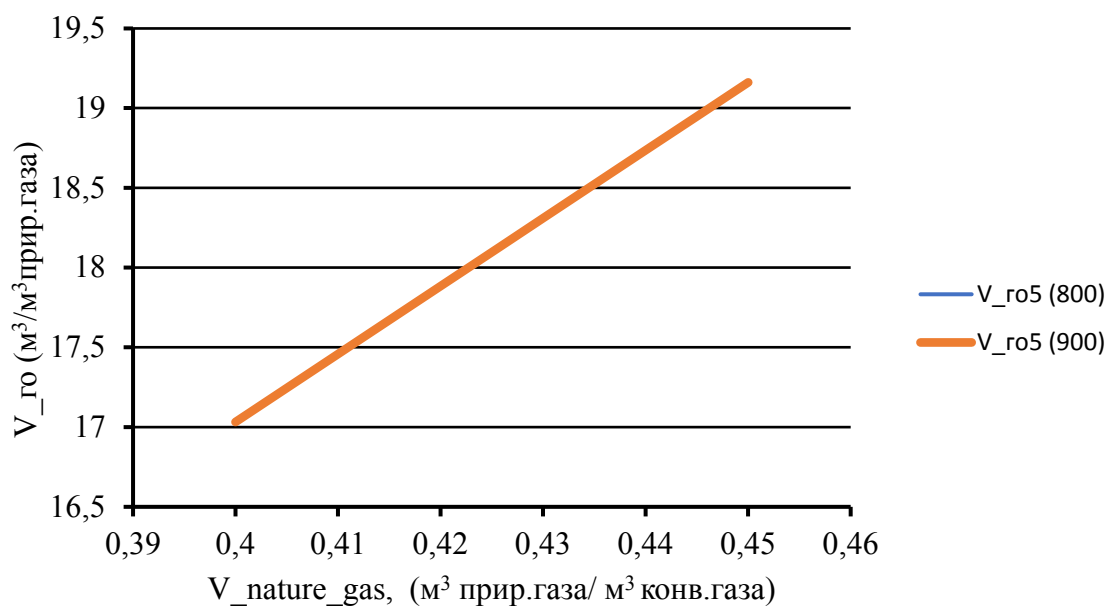


Рис. 3.4 – График зависимости удельного расхода газовых отходов перед турбиной от удельного объема природного газа

Но при увеличении количества водяного пара удельный расход продуктов горения, направляемых в газовую турбину, снижается, что затрудняет процесс горения (рис. 3.5).

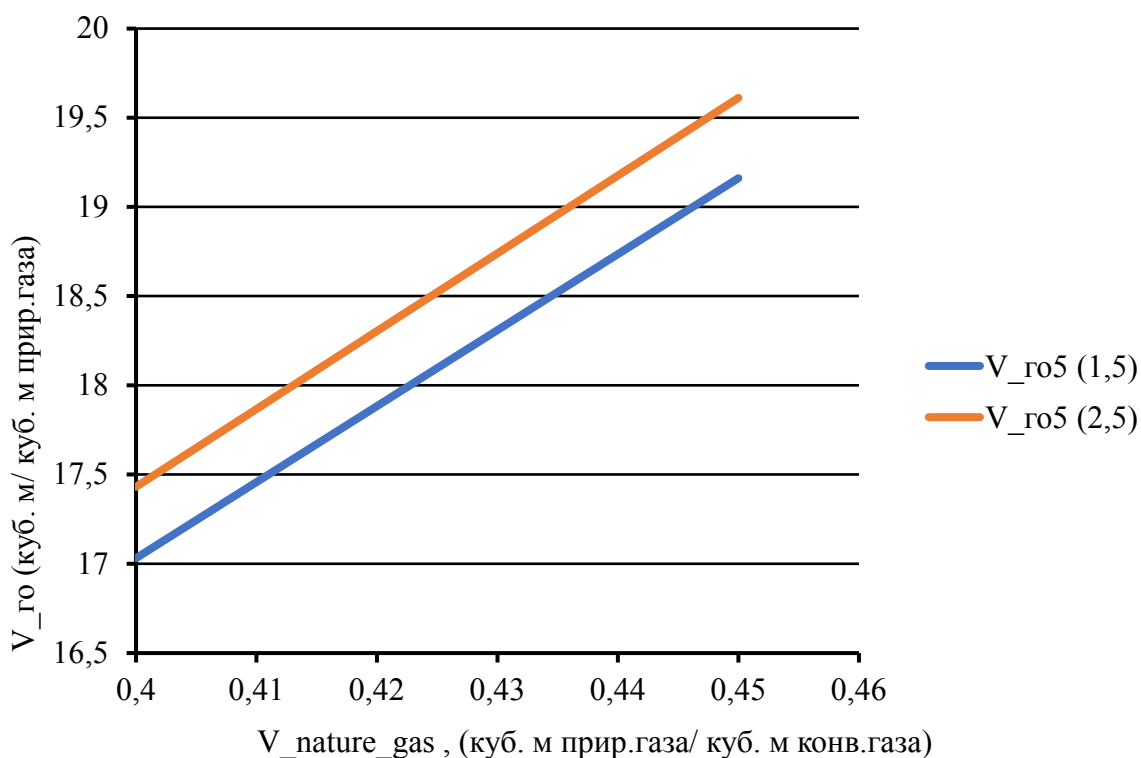


Рис. 3.5 – График зависимости удельного расхода продуктов горения, направляемых в газовую трубу от удельного расхода природного газа

На рисунке 3.6 видно, что с увеличением давления синтез-газа увеличивается и температура газовых отходов после реактора конверсии.

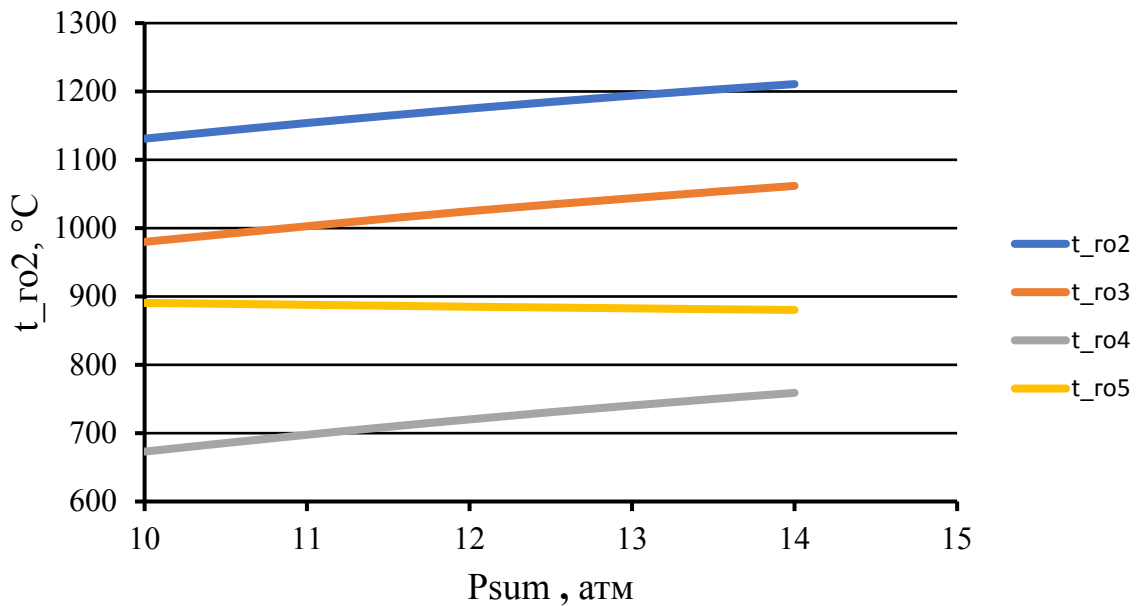


Рис. 3.6 – График зависимости температур газовых отходов от давления синтез-газа

Расчет работы газа в компрессоре

Примем давление газов на входе в ГТУ, атм:

$$P_1 = 15 \quad P_2 = 17 \quad P_3 = 20 \quad P_4 = 30$$

Давление на входе (на всасе) в компрессор, МПа: $P_{в2} = 0,1$

Коэффициент расхода воздуха в камере сгорания ГТУ: $\alpha = 2$

Примем газ идеальным, тогда работа компрессора определяется формулой

$$l_k = C_p T_{вк} \left(\varepsilon_k^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \frac{1}{\eta_k}, \quad (3.19)$$

где k – показатель изоэнтропы; C_p – средняя удельная теплоемкость воздуха (кДж/(кг·град)), заданная таблично в зависимости от температуры (рис. 3.7).

Неясен вопрос, при какой температуре следует рассчитывать удельную теплоемкость в формуле (4). В этой связи рассмотрены три варианта расчета удельной теплоемкости воздуха:

- при температуре воздуха на нагнетании;

- при средней температуре воздуха t_{cp} ;
- при температуре воздуха на всасе.

2.8. Температурные зависимости удельной теплоемкости и показателя изэнтропы для воздуха

```

data := READPRN("1_test.txt")
tem := data<0>      Cp := data<1>      K := data<2>
Ccp_(t) := linterp(tem, Cp, t)
Kk_(t) := linterp(tem, K, t)

```

Рис. 3.7 – Фрагмент программы расчета тепловой схемы

Работа в компрессоре в зависимости от давления газов на входе в ГТУ, приходящаяся на 1 м^3 конвертерного газа,

$$l_{\text{КОМ}}(P) = l_{\text{к}}(P) \cdot G_{\text{ВОЗД}} \cdot V_{\text{СТ}} \quad (3.20)$$

где $G_{\text{ВОЗД}}$ – удельный массовый расход воздуха на компримирование для сжигания синтез-газа в ГТУ, $\text{кг}/(\text{м}^3 \text{ синтез-газа})$; $V_{\text{СТ}}$ – удельный выход синтез-газа из реактора конверсии, $(\text{м}^3 \text{ синтез-газа})/(\text{м}^3 \text{ природного газа})$.

Расчет работы газа в турбине

Давление на входе в турбину с учетом потерь в камере сгорания (около 5%), атм:

$$P_1 = 14,25 \quad P_2 = 16,15 \quad P_3 = 19 \quad P_4 = 28,5$$

Давление на выходе из турбины, МПа: $P_{\text{ГОБ}} = 0,1$

Температура газов на входе в турбину: $t_{\text{ГО5}} = 1411^\circ\text{C}$

Состав продуктов горения: $\text{CO}_2, \text{H}_2\text{O}, \text{N}_2, \text{O}_2$.

Работа идеального газа в турбине, $\text{кДж}/(\text{куб. м продуктов горения})$, определяется формулой

$$l_{\text{T}} = \frac{k}{k-1} RT_{\text{HT}} \left(1 - \frac{1}{\varepsilon_{\text{T}}^{\frac{k-1}{k}}} \right) \quad (3.21)$$

Удельная работа, совершаемая газом в турбине и отнесенная к 1 м³ конвертерного газа,

$$l_{\text{турб}}(P) = l_{\text{T}}(P)G_{\text{прод,гор}} \quad (3.22)$$

Результаты расчета

Влияние способа расчета удельной теплоемкости газа на удельную работу, затрачиваемую в компрессоре, иллюстрируется рис. 3.7. Удельная работа имеет размерность кДж/(м³конвертерного газа).

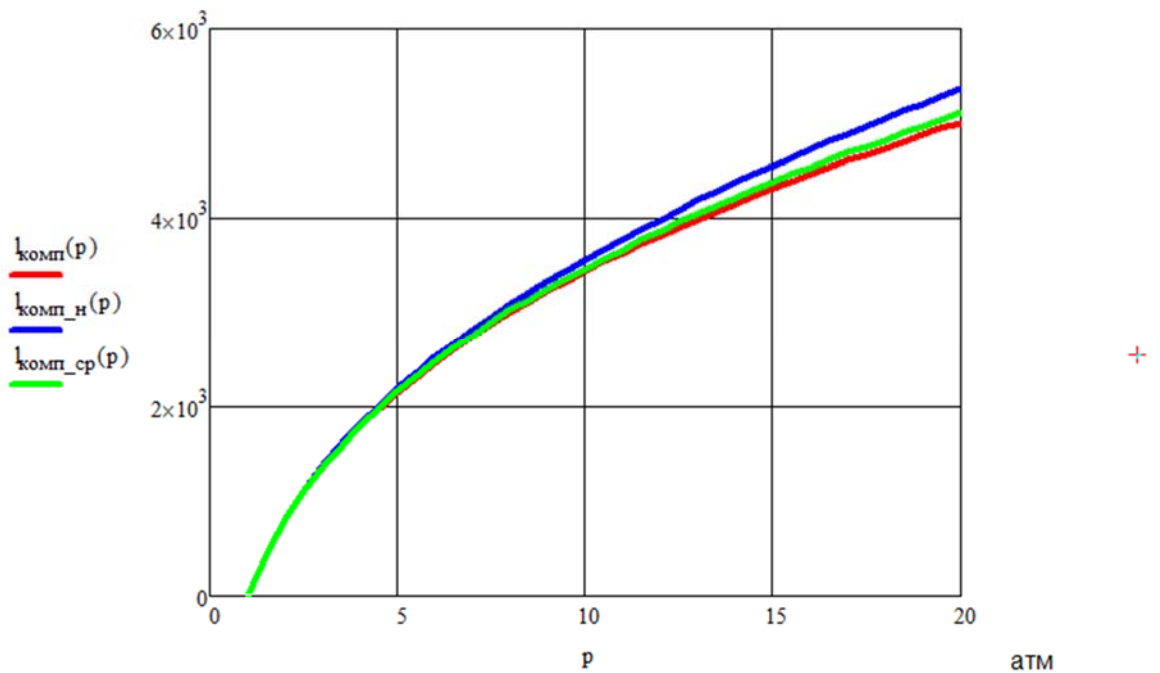


Рис. 3.7 – График зависимости удельной работы газа в компрессоре от давления в зависимости от способа расчета удельной теплоемкости

Удельная работа в турбине, кДж/м³ конвертерного газа (см. рис. 3.8)

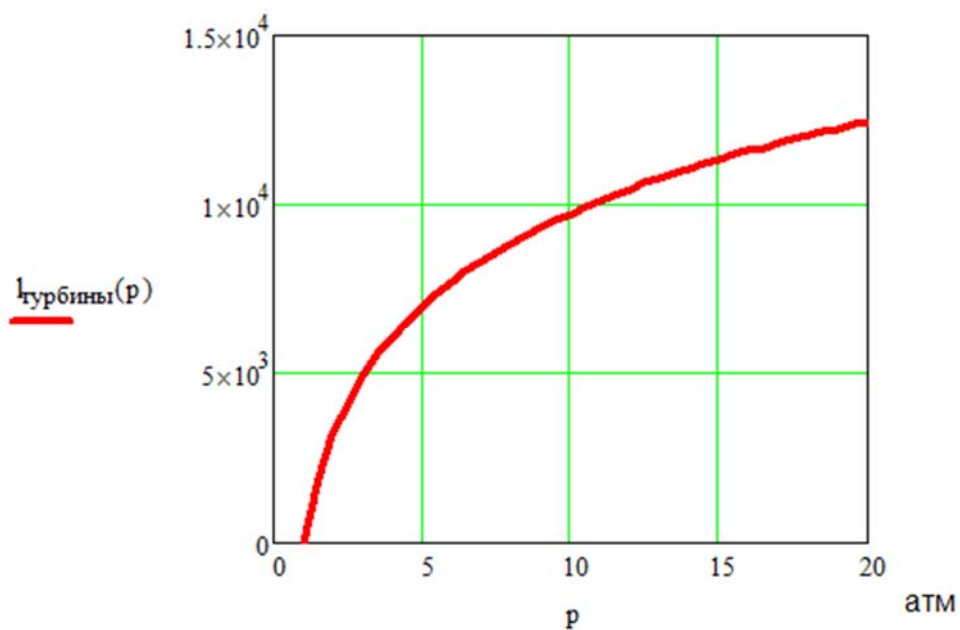


Рис. 3.8 – График зависимости удельной работы, совершаемой газом в турбине в зависимости от давления на входе в турбину

Влияние давления синтез-газа на удельную выработку электроэнергии, кВтч/м³ конвертерного газа, представлено на рис.3.9.

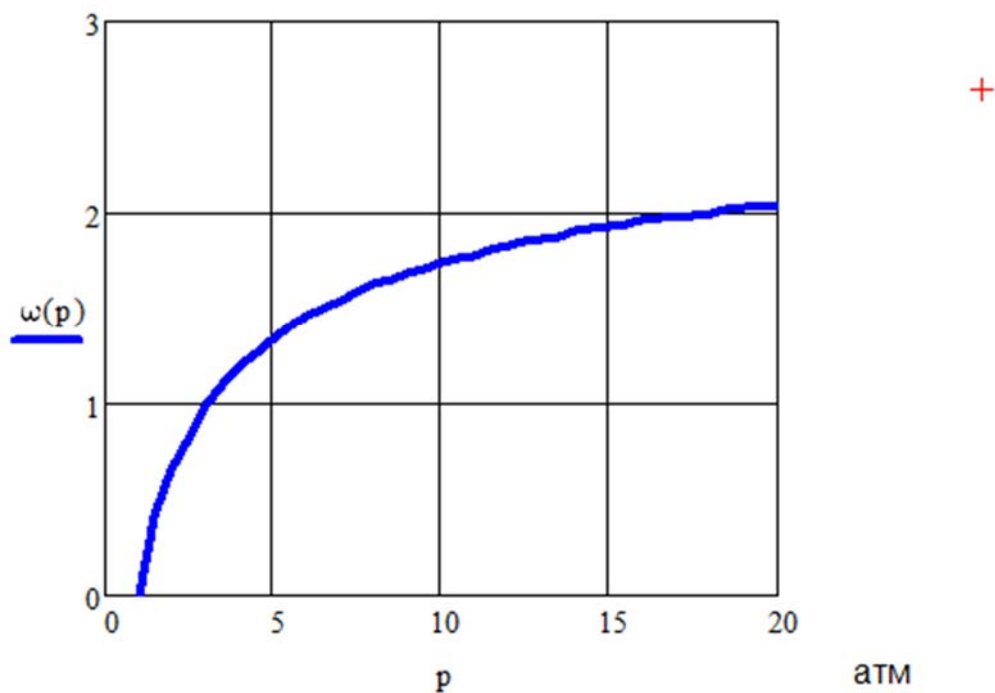


Рис. 3.9. – График зависимости удельной выработки электроэнергии в зависимости от давления синтез-газа

Располагаемое удельное количество энергии, подводимой к ГТУ, $Q_{расп} = 1,876 \cdot 10^4$ кДж/(м³конвертерного газа).

Влияние давления на доли располагаемой энергии, превратившейся в работу турбины и в электроэнергию, представлено на рис. 3.10.

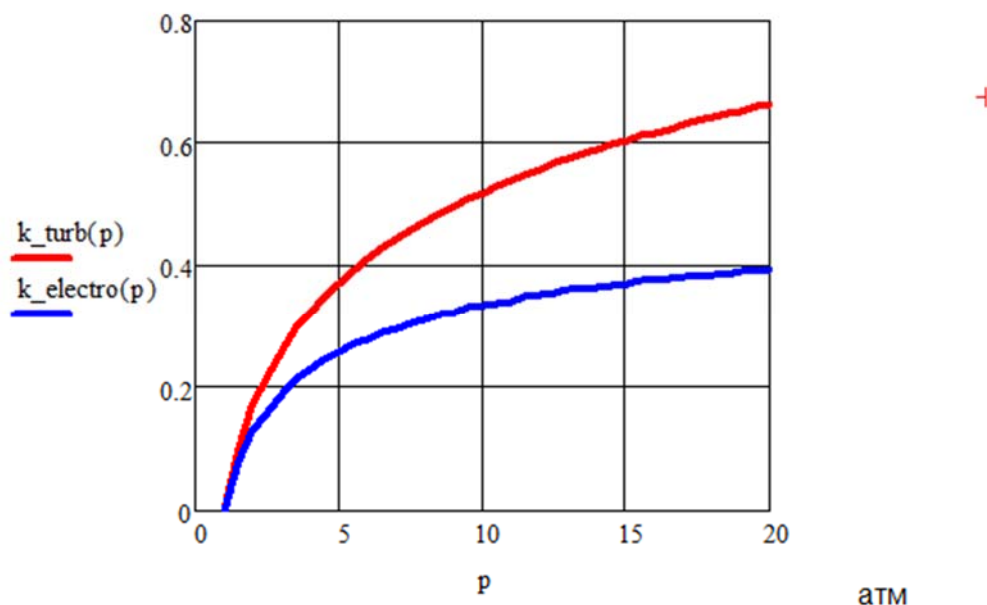


Рис. 3.10 – Зависимость долей располагаемой энергии, превратившейся в работу турбины и электроэнергию, от давления

Здесь $k_{turb}(p)$ – доля располагаемой энергии, превратившейся в работу турбины; $k_{electro}(p)$ – доля располагаемой энергии, превратившейся в электроэнергию.

Целесообразно оценить эффект от реализации рассмотренной схемы на примере ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат». Для этого следует рассчитать годовую выработку электроэнергии $W_{э\text{э}}^{\text{год}}$ и годовой расход природного газа $V_{\text{пр.г}}^{\text{год}}$ в анализируемой схеме для условий комбината и сопоставить эти значения с уровнем потребления энергоресурсов на ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (данные опубликованы в [33]).

Согласно полученным расчетным данным принимаем:

– удельная выработка электроэнергии (согласно рис. 3.9) $\omega_{э\text{э}} = 2$ кВт·ч/(м³конвертерного газа);

– удельный расход природного газа на конверсию $V_{\text{пр.г}} = 0,35 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \text{ конвертерного газа})$.

По данным ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» принимаются следующие величины:

- удельный выход конвертерных газов $V_{\text{кг}} = 87,5 \text{ м}^3/(\text{т стали})$;
- годовое производство стали $P_{\text{год}} = 11 \cdot 10^6 \text{ т стали/год}$;

Годовое производство электроэнергии в рассматриваемой схеме составляет

$$W_{\text{ээ}}^{\text{год}} = \omega_{\text{ээ}} V_{\text{кг}} P_{\text{год}} = 2 \cdot 87,5 \cdot 11 \cdot 10^6 = 1,925 \cdot 10^9 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}} \quad (3.33).$$

Годовой расход природного газа на конверсию

$$V_{\text{пр.г}}^{\text{год}} = V_{\text{пр.г}} V_{\text{кг}} P_{\text{год}} = 0,35 \cdot 87,5 \cdot 11 \cdot 10^6 = 0,337 \cdot 10^9 \frac{\text{м}^3}{\text{год}} \quad (3.34).$$

В [33] представлены следующие данные:

- годовое потребление природного газа $V_{\text{пр.г}}^{\text{год}} = 3,882 \text{ млрд м}^3/\text{год}$ (годовой расход на конверсию составляет 8,68% от годового объема потребления);
- внешняя, закупаемая электроэнергия $W_{\text{ээ}} = 11,993 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$.

Следовательно, при реализации на комбинате исследованной схемы утилизации конвертерного газа получим следующие изменения в структуре потребления энергоресурсов:

- потребление электроэнергии, закупаемой извне, уменьшится на 16%;
- потребление природного газа вырастет на 8,68%.

Для того, чтобы определить годовую экономию издержек на энергоресурсы рассматриваемой схемы на рис. 3.1, принимаются следующие стоимости природного газа и электроэнергии: $p_{\text{пр.г}} = 5 \text{ руб./м}^3$; $p_{\text{ээ}} = 5 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$.

Снижение расходов на электроэнергию

$$\Delta I_{\text{ээ}} = W_{\text{ээ}}^{\text{год}} \cdot p_{\text{ээ}} = 1,925 \cdot 10^9 \cdot 5 = 9,625 \cdot 10^9 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (3.35)$$

Увеличение затрат на покупку природного газа

$$\Delta I_{\text{пр.г}} = V_{\text{пр.г}}^{\text{год}} \cdot p_{\text{пр.г}} = 0.337 \cdot 10^9 \cdot 5 = 1,685 \cdot 10^9 \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (3.36)$$

Годовая экономия издержек

$$\mathcal{E} = \Delta I_{\text{ээ}} - \Delta I_{\text{пр.г}} = 9,625 \cdot 10^9 - 1,685 \cdot 10^9 = 7.94 \text{ млрд } \frac{\text{руб}}{\text{год}} \quad (3.37)$$

3.2 Использование конвертерного газа для паровой конверсии природного газа с последующей генерацией водорода

Конвертерные газы можно использовать как источник энергии для паровой конверсии природного газа с целью производства водорода. Тепловая схема данного варианта представлена на рис. 3.11.

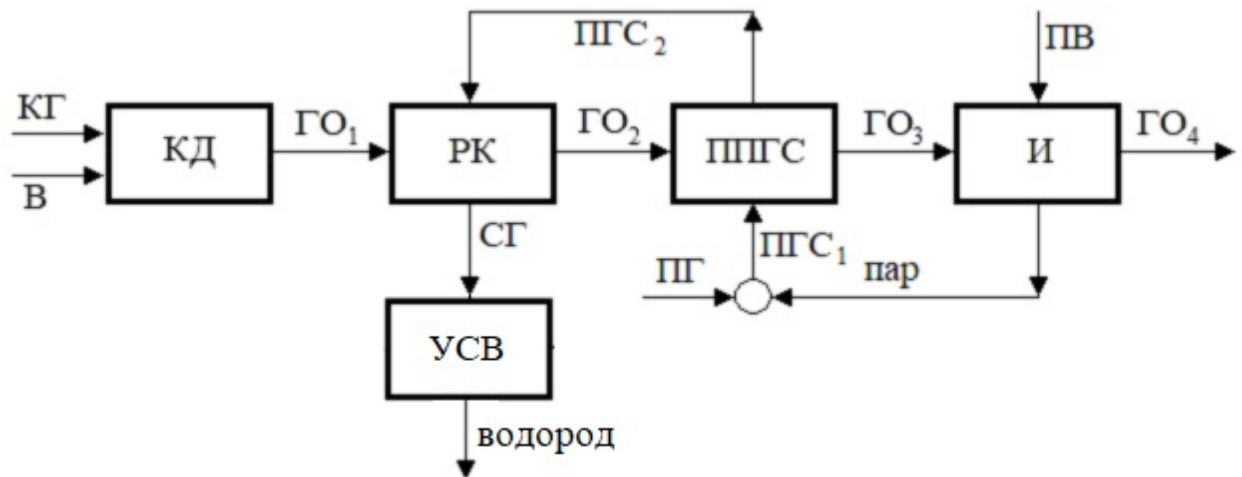


Рис. 3.11 – Тепловая схема использования конвертерного газа для паровой конверсии природного газа с последующим получением водорода:
 КД – камера дожигания конвертерного газа; РК – реактор конверсии; ППГС – подогреватель парогазовой смеси; И – испаритель; УСВ – установка сепарации водорода; КГ – конвертерный газ; ГО₁, ГО₂, ГО₃, ГО₄ – газовые отходы на выходе КД, РК, ППГС и И соответственно; В – воздух, подаваемый в камеру дожигания конвертерного газа; ПГС₁, ПГС₂ – парогазовая смесь (смесь водяного пара и природного газа) на входе и выходе ППГС; ПВ – питательная вода; ПГ – природный газ; СГ – синтез-газ

Конвертерный газ КГ и воздух В₁ подаются в камеру дожигания КД. На выходе из камеры дожигания образуются продукты горения (поток ГО₁),

которые поступают в реактор конверсии РК. Образовавшийся поток газовых отходов ГO_2 после РК поступает в подогреватель парогазовой смеси ППГС.

В испаритель И подается питательная вода ПВ. За счёт подвода теплоты от более горячего теплоносителя (поток ГO_3), осуществляется процесс фазового перехода жидкого теплоносителя в состояние пара. После испарителя газовый поток ГO_4 выбрасывается в окружающую среду с более низкой температурой, по сравнению с температурой на входе в испаритель.

В подогреватель парогазовой смеси ППГС поступает парогазовая смесь ПГС₁, состоящая из природного газа и водяного пара, где она нагревается до состояния ПГС₂ и подается в реактор конверсии РК. В реакторе конверсии при высокой температуре происходит термическое разложение метана и его гомологов с выделением водорода и углерода. Далее полученную смесь разделяют. Выделенный водород очищается в УСП и используется или на месте получения, или транспортируется в нужное место под повышенным давлением в стальных баллонах.

Для расчета был использован состав конвертерного газа, который представлен в табл. 3.4 [11].

Таблица 3.4

Процентное содержание компонентов конвертерного газа

$\text{N}_2^{\text{кг}}$	$\text{CO}_2^{\text{кг}}$	$\text{O}_2^{\text{кг}}$	$\text{H}_2^{\text{кг}}$	$\text{CO}^{\text{кг}}$
14,62	23,52	4,22	0,29	57,35

Для расчета был использован состав природного газа, который представлен в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Процентное содержание компонентов природного газа

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2
89,7	5,2	1,70	0,5	0,1	2,7	0,1

Температура синтез-газа, °C: $t_{\text{cr}} = 800$

Температура подогретой парогазовой смеси (поток ПГС₂), °С: $t_{\text{пгс2}} = 400$

Концептуальная модель установки, представленной на рис. 3.7, объединяет в себе ряд условий:

- синтез-газ на выходе из реактора конверсии находится в состоянии термодинамического равновесия;
- все входящие в систему материальные потоки имеют температуру окружающей среды.

Математическая модель установки изложена в пункте 3.1

Решая систему уравнений (3.10-3.18) для тепловой схемы на рис. 3.11, можно определить процентный состав синтез-газа (табл. 3.6) и теплоту сгорания синтез-газа.

Таблица 3.6

Процентное содержание компонентов синтез-газа

N ₂	CO ₂	H ₂ O	CO	H ₂	CH ₄
0,463	6,078	29,77	9,607	51,262	2,82

Теплота сгорания синтез-газа, кДж/м³: $Q_{\text{сг}} = 7,759 \cdot 10^3$

Программная реализация математического описания тепловой схемы (рис. 3.11) выполнена в среде Mathcad и содержит два вспомогательных файла:

caps.inf – табулированные температурные функции удельных теплоемкостей газов;

disslog.inf – взятые из [30] табулированные температурные функции натуральных логарифмов констант атомизации

$K_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{дис}}, K_{\text{O}_2}^{\text{дис}}, K_{\text{N}_2}^{\text{дис}}, K_{\text{CO}}^{\text{дис}}, K_{\text{H}_2}^{\text{дис}}, K_{\text{CH}_4}^{\text{дис}}, K_{\text{CO}_2}^{\text{дис}}$. Используя данные этого файла, удобно

вычислять $\ln K_{\text{p1}}$ и $\ln K_{\text{p2}}$ по формулам

$$\ln K_{\text{p1}} = \ln K_{\text{CH}_4}^{\text{дис}} + \ln K_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{дис}} - \ln K_{\text{CO}}^{\text{дис}} - 3 \ln K_{\text{H}_2}^{\text{дис}} ;$$

$$\ln K_{\text{p2}} = \ln K_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{дис}} + \ln K_{\text{CO}}^{\text{дис}} - K_{\text{CO}_2}^{\text{дис}} - K_{\text{H}_2}^{\text{дис}} .$$

Для использования программы необходимо, чтобы вспомогательные файлы были размещены в одной папке с программой.

Результаты исследования представлены на рис. 3.12, 3.13 в виде зависимостей удельного выхода водорода V_{H_2} , (m^3 водорода)/(m^3 конвертерного газа), и температуры уходящих газов (поток ГО₄ на рис. 3.11) $t_{y.g.}$, °C, от удельного расхода природного газа $V_{пр.г.}$, (m^3 прир. газа)/(m^3 конвертерного газа), при различных удельных расходах водяного пара на процесс конверсии $V_{пар.}$, (m^3 пара)/(m^3 прир. газа). Данные результаты получены при давлении синтез-газа 10 атм (0,98 МПа).

С увеличением $V_{пр.г.}$ всё большая доля теплоты продуктов сгорания конвертерного газа расходуется на паровую конверсию, вследствие чего температура уходящих газов уменьшается (см. рис. 3.13). При снижении $t_{y.g.}$ до уровня 115-120°C дальнейшее увеличение $V_{пр.г.}$ нецелесообразно. Этим объясняется представленный на рис. 3.12, 3.13 диапазон варьирования величины $V_{пр.г.}$.

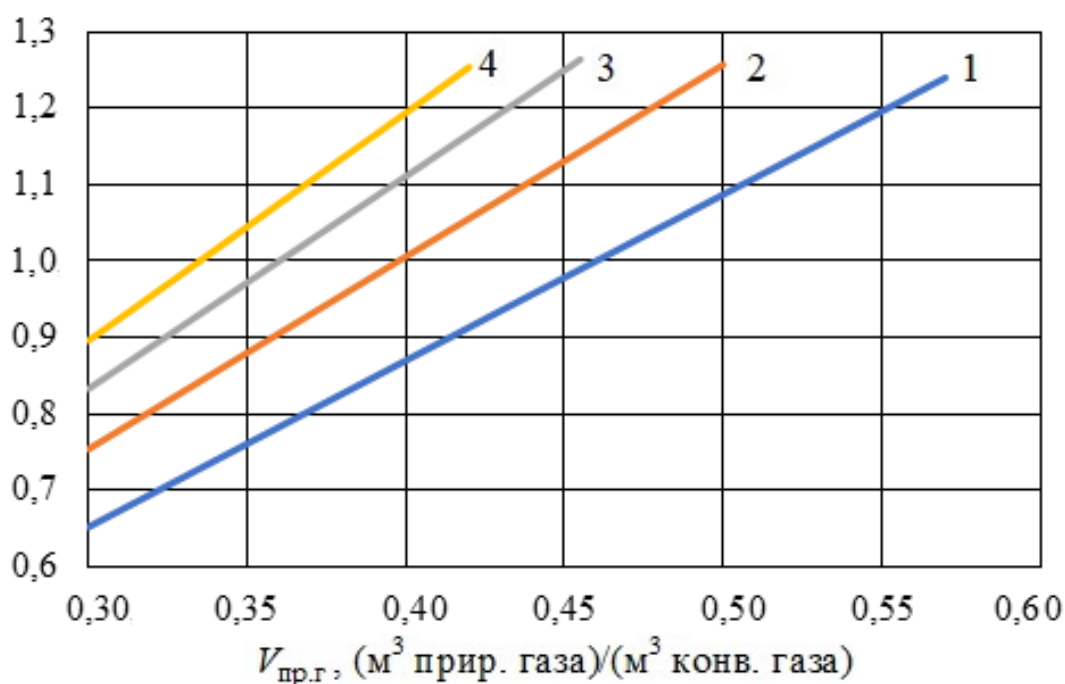


Рис. 3.12 – Зависимость удельного выхода водорода от удельного расхода природного газа при различных удельных расходах пара на конверсию (давление синтез-газа 10 атм):
 1 – $V_{пар.} = 1,5(m^3 \text{ пара})/(m^3 \text{ прир. газа})$; 2 – $V_{пар.} = 2,0$; 3 – $V_{пар.} = 2,5$; 4 – $V_{пар.} = 3,0$

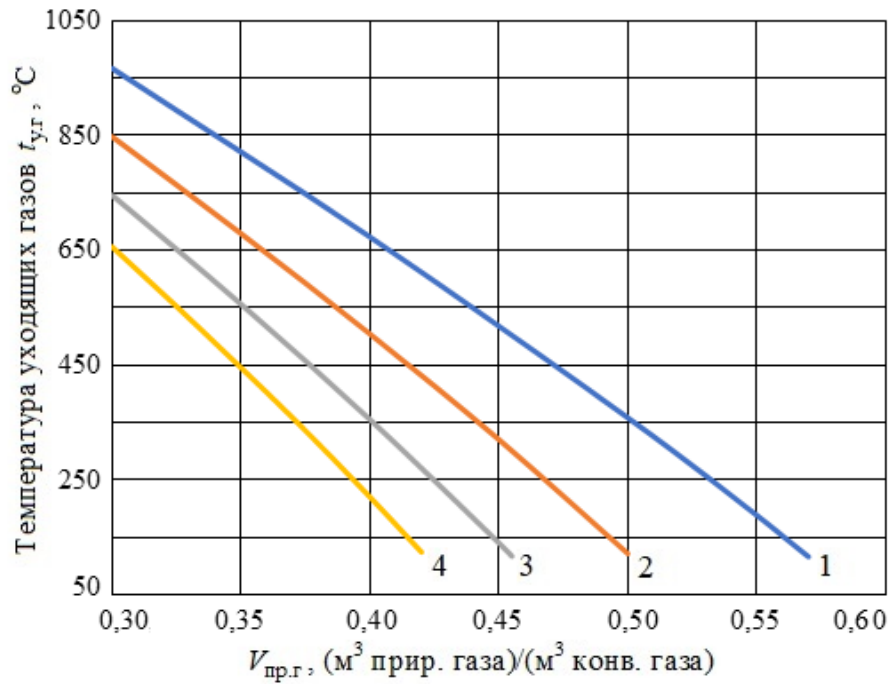


Рис. 3.13 – Зависимость температуры уходящих газов от удельного расхода природного газа при различных удельных расходах пара на конверсию (давление синтез-газа 10 атм):

1 – $V_{\text{пар}} = 1,5(\text{м}^3 \text{ пара})/(\text{м}^3 \text{ прир. газа})$; 2 – $V_{\text{пар}} = 2,0$; 3 – $V_{\text{пар}} = 2,5$; 4 – $V_{\text{пар}} = 3,0$

Результаты аналогичного исследования при давлении синтез-газа $p_{\text{сг}} = 1 \text{ атм}$ (0,098 МПа) проиллюстрированы на рис. 3.14, 3.15. Сопоставление с данными на рис. 3.12, 3.13 приводит к выводу, что изменение $p_{\text{сг}}$ заметно влияет на режимные параметры рассматриваемой установки.

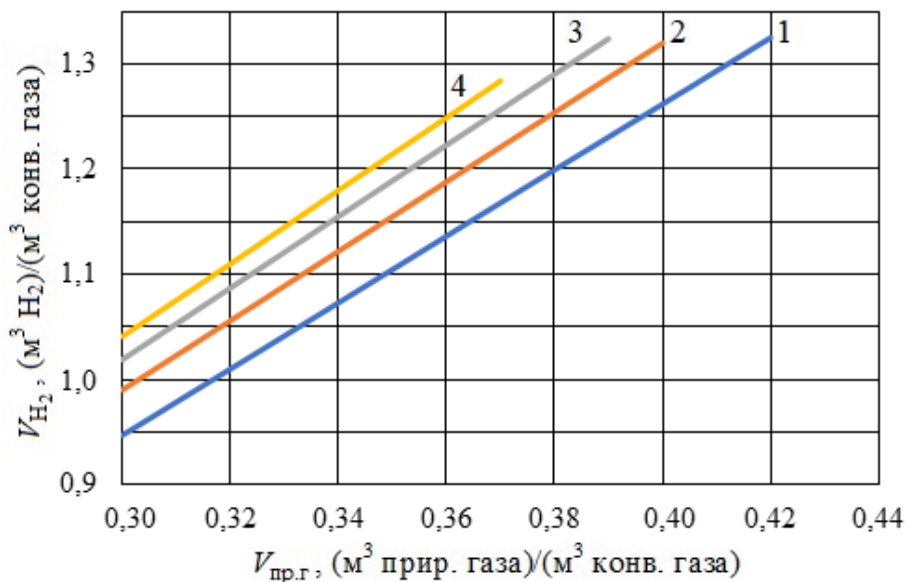


Рис. 3.14 – Зависимость удельного выхода водорода от удельного расхода природного газа при различных удельных расходах пара на конверсию (давление синтез-газа 1 атм):

1 – $V_{\text{пар}} = 1,5(\text{м}^3 \text{ пара})/(\text{м}^3 \text{ прир. газа})$; 2 – $V_{\text{пар}} = 2,0$; 3 – $V_{\text{пар}} = 2,5$; 4 – $V_{\text{пар}} = 3,0$

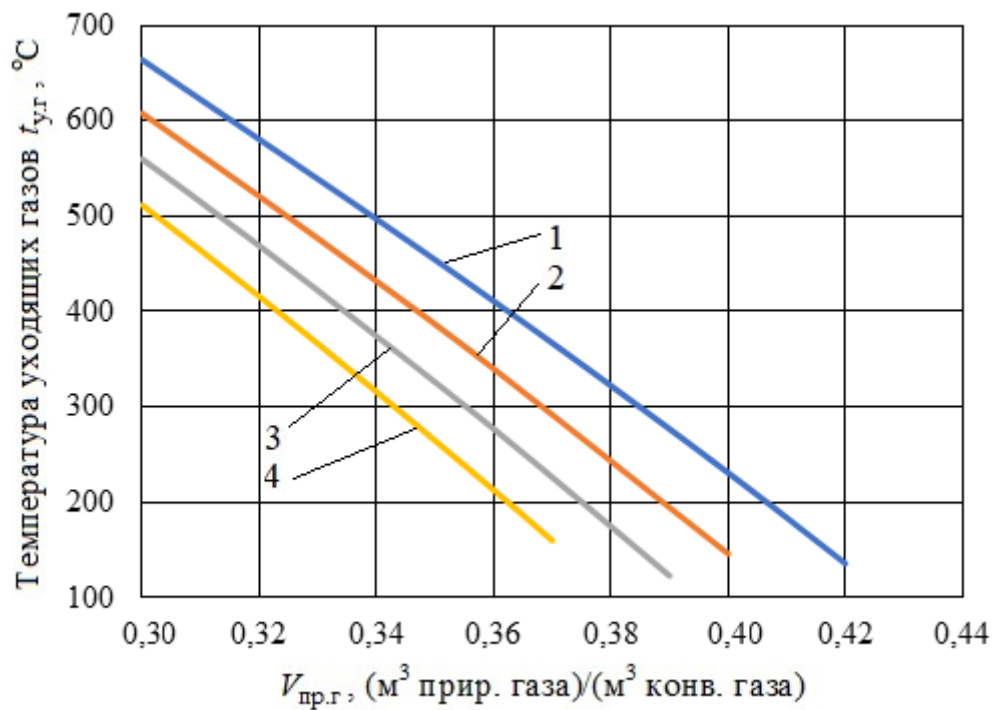


Рис. 3.15 – Зависимость температуры уходящих газов от удельного расхода природного газа при различных удельных расходах пара на конверсию (давление синтез-газа 1 атм):

1 – $V_{\text{пар}} = 1,5(\text{м}^3 \text{ пара})/(\text{м}^3 \text{ прир. газа})$; 2 – $V_{\text{пар}} = 2,0$; 3 – $V_{\text{пар}} = 2,5$; 4 – $V_{\text{пар}} = 3,0$

Представляет интерес оценка уровня b – удельного расхода природного газа на производство водорода, $(\text{м}^3 \text{ прир. газа})/(\text{м}^3 \text{ H}_2)$. Очевидно, что $b = V_{\text{пр.г}}/V_{\text{H}_2}$. Результаты оценки показаны на рис. 3.16.

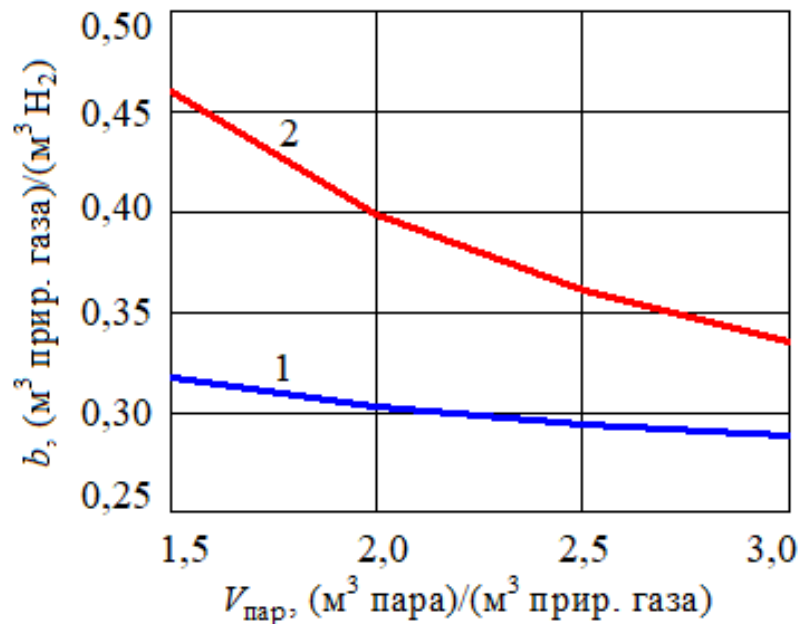


Рис. 3.16 – Зависимость удельного расхода природного газа на производство водорода от удельного расхода пара:

1 – $p_{\text{сг}} = 1 \text{ атм}$; 2 – $p_{\text{сг}} = 10 \text{ атм}$

Оценка стоимости реализации водорода на данный момент является достаточно дискуссионным моментом, так как рынок водорода в мире не развит. Для расчета выручки от реализации водорода принимается его стоимость $p_{H_2} = 20$ руб/м³, данное значение близко к стоимости энергетически эквивалентного количества бензина на российском рынке [32].

Для определения периода окупаемости целесообразно использовать графический способ. На рис. 3.17 представлено изменение ЧДД в течение 10 лет реализации проекта.

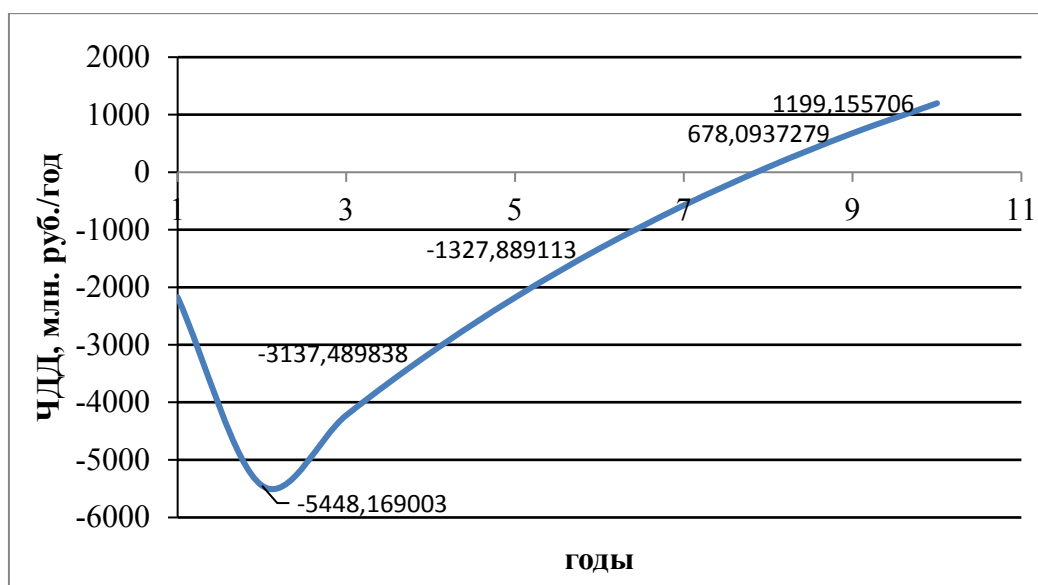


Рис. 3.17. Чистый денежный поток проекта при реализации водорода по норме доходности 70%

Из представленных на рис. 3.17 данных следует, что дисконтированный срок окупаемости составляет 8 лет. На этой основе можно сделать вывод, что проект характеризуется достаточно высокой экономической эффективностью.

Результаты анализа показывают, что предложенное техническое решение отличается высокими экономическими показателями и рисками, связанными с продвижением на рынок нового продукта – водорода (на это указывает высокий коэффициент дисконтирования, что приводит к снижению роста чистого дисконтированного дохода с учетом времени, но уже в период после срока окупаемости данного проекта).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из важнейших проблем, стоящих в настоящее время перед промышленными сферами, является снижение удельных расходов исходных материалов и энергии на единицу производимой продукции за счет внедрения экономически эффективных энергосберегающих технологий и повышения обеспеченности предприятия собственными энергоресурсами. Один из путей реализации данной стратегии – использование вторичных энергетических ресурсов, потенциал использования которых на предприятиях нашей страны явно недостаточен. Развитию использования вторичных ресурсов во многом способствует широко развернутая в нашей стране научно-исследовательская работа.

Высокотемпературные газовые отходы промышленных установок являются вторичным энергоресурсом, который можно комплексно утилизировать с получением нового источника энергии – синтез-газа – посредством конверсии природного газа или иного углеводородсодержащего вещества. Синтез-газ может быть использован как вторичное топливо для энергоустановок либо как сырье для технологических процессов, в том числе для получения водорода.

В данной работе разработаны и исследованы две тепловые схемы: схема использования конвертерного газа для выработки электроэнергии и схема использования конвертерного газа для производства водорода. И та, и другая схема базируются на паровой конверсии природного газа.

Исследование первой схемы приводит к выводу, что ее реализация на Магнитогорском металлургическом комбинате изменяет структуру потребления энергоресурсов, обеспечивая в целом существенный энергетический и экономический эффект. Ожидаемое годовое потребление электроэнергии снизится на 16%, расход природного газа возрастет на 8,68%, при этом годовая экономия издержек на энергоресурсы составит 7.94 млрд $\frac{\text{руб}}{\text{год}}$.

Исследование теплотехнических параметров схемы для производства водорода приводит к выводу, что ее реализация позволит организовать производство водорода с удельным расходом природного газа на 22–56% ниже, чем в ныне используемых технологиях. Результаты исследования позволяют сделать вывод о высокой энергоэффективности рассмотренного решения по генерации водорода с использованием отходов сталеплавильного производства.

Список литературы

- 1 – Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
- 2 – Кириллов, Н.Г. Энергетика и промышленность России / статья в журнале.
- 3 - Энергосбережение. Эффективность использования энергоресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://extxe.com/16499/jenergoberezhenie-jeffektivnost-ispolzovaniija-jenergoresursov/>
- 4 – Георгиевский, Н. Использование вторичных энергоресурсов: новые разработки / Газета «Энергетика и промышленность России» / №19 (159) октябрь 2010 года
- 5 – Гичёв, Ю.А. Вторичные энергоресурсы промышленных предприятий Часть II / Ю.А. Гичёв. – Днепропетровск.: НМетАУ, 2012.
- 7 – Арутюнов, В.С. Окислительные превращения метана / В.С. Арутюнов, О.В. Крылов. – М.: Наука, 1998
- 8 – Козлов, С.И. Водородная энергетика: современное состояние, проблемы, перспективы / С. И. Козлов, В.Н. Фатеев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009.
- 9 – Синтез – газ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.myshared.ru/slide/971555/>
- 10 – Шварц, А.Л. Конверсия метана в технологические газы / А.Л. Шварц, Л.Г. Брук. – М.: МИТХТ им. М.В. Ломоносова, 2012.
- 11 – Попов С.К., Петин С.Н., Свистунов И.Н., Ипполитов В.А. Повышение эффективности теплотехнологий при использовании природного газа и кислорода: монография / С.К. Попов, С.Н. Петин, И.Н. Свистунов и др. – М.: Издательство МЭИ, 2018. – 192 с.
- 12 – Картавец, С.В. Природный газ в восстановительной плавке СВС и ЭХА / С.В. Картавец. – Магнитогорск: МГТУ, 2000.
- 13 – Картавец, С.В. Интенсивное энергосбережение и технический прогресс черной металлургии / С.В. Картавец. – Магнитогорск: МГТУ, 2008.
- 14 – Картавец, С.В. Патент РФ №2002812, МПК С10G9/34. Способ утилизации конвертерных газов / С.В. Картавец, И.В. Портнова. – Заявлено 15.02.1991; опубл. 07.10.1992. Бюл № 37.
- 15 – Такаги, К. Патент на изобретение № 2466192 (РФ), МПА⁷ С21С5/38. Способ преобразования отходящего газа, образовавшегося в металлургической печи, способ получения преобразованного газа, устройство риформинга отходящего газа, устройство для преобразования отходящего газа, способ охлаждения отходящего газа и устройство

- для охлаждения отходящего газа / К. Такаги, Х. Саима, М. Ясухиро, М. Ясуо – Заявлено 12.05.2099; опубл. 10.11.2012. Бюл. № 31.
- 16 – Такаги, К. Патент на изобретение № 2536123, МПК⁷ C21C5/38. Способ и устройство для охлаждения отходящего газа / К. Такаги, Х. Саима, М. Ясухиро, М. Ясуо. – Заявлено 12.05.2099; опубл. 20.12.2014. Бюл. №35.
- 17 – Бальдауф, М. Патент на изобретение № 2569105, МПК⁷ F27D17/00 C21C5/38 F23J15/00. Способ обработки отходящего газа, содержащего диоксид углерода/ М. Бальдауф, Т. Мачуллат. Заявлено 02.11.2015. Бюл. № 32.
- 18 – Петин, С.Н. Патент на изобретение №2637439 (РФ), МПК⁷ C21C5/38. Способ утилизации конвертерных газов для производства водорода / С.Н. Петин, А.В. Бурмакина, В.А. Ипполитов. – Заявлено 21.06.2016; опубл. 04.12.2017. Бюл. № 34.
- 19 – Петин, С.Н. Утилизация конвертерного газа с целью получения водорода/ С.Н. Петин, А.В. Верлан // Материалы VIII Международной научно-практической конференции «Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии в промышленности. 100 лет отечественного проектирование металлургических печей» (10-12 октября 2016 года). М.: Издательство МИСиС. – 2016. – С. 316-319.
- 20 – Петин, С.Н. Утилизация конвертерных газов с целью получения водорода / С.Н. Петин // Вестник МЭИ. – 2018. - № 1. – С. 29-33.
- 21 – Юренев, В.Н. Резервы экономии природного газа в металлургии / В.Н. Юренев //Газовая промышленность. – 1985. № 11. – С.36-38.
- 22 – Губарев В.Я., Спасибин А.Ю. Моделирование работы двигателя внутреннего сгорания на конвертерном газе. Вестник МЭИ. №6.2019.
- 23 – руководство по ремонту двигателей Caterpillar [Электронный ресурс] www.truckmanualshub.com/caterpillar-workshop-manuals-pdf (дата обращения)
- 24 – Кулманаков С.П., Кулманаков С.С. Тепловой расчет ДВС. Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2014.
- 25 – Шароглазов Б.А., Шишков В.В. Поршневые двигатели: теория, моделирование и расчет процессов. Челябинск: Издат. Цент ЮУрГУ, 2011.
- 26 – Ситтинг М. Процессы окисления углеводородного сырья. М.: Химия, 1970.
- 27 – Калимуллин Р.Ф., Горбачев С.В., Филиппов А.А. Тепловой расчет автомобильных газовых двигателей: методические указания к курсовому проектированию. Оренбург: Изд-во ГОУ ОГУ, 2007.
- 28 – Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.energystrategy.ru/ab_ins/source/ES-2035_09_2015.pdf

- 29 – Попов С.К. Решение задач высокотемпературной теплотехнологии в среде Mathcad / С.К. Попов, В.А. Ипполитов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009.
- 30 – Сурис А.Л. Термодинамика высокотемпературных процессов. Справочник / А.Л. Сурис. – М.: Металлургия, 1985.
- 31 – Сазанов Б.В., Налобин Л.В. Расчет схемы газотурбинных установок: учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 1974 – 94 с.
- 32 – Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция), утв. Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике (№ ВК 477 от 21 июня 1999 г.). – М.: Экономика, 2000. Издание официальное.
- 33 – Годовой Отчет ММК за 2015 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://mmk.ru/upload/iblock/5a2/1%D0%93%D0%9E%202015.pdf>