

**МЕТОДЫ СВЕДЕНИЯ
БАЛАНСОВ ГОРЮЧИХ ВЭР
И
СНИЖЕНИЯ ИХ ПОТЕРЬ**

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

химических, металлургических заводах (МЗ) (и в ряде других отраслей промышленности) в процессе производства выделяются горючие газы (ГГ), которые, как правило, используются на этих же предприятиях в качестве топлива.

На МЗ доля технологических ГГ составляет более 50% общего потребления топлива заводом, а выход ГГ на одном заводе эквивалентен нескольким миллионам т.у.т. в год.

Поэтому возможно полное использование ГГ имеет большое значение. Эффективное их использование связано с рядом трудностей, т.к. эти ГГ, как правило, токсичны, содержат много пыли и вредных веществ.

определяются ходом технологического процесса и в ряде случаев изменяются по стадиям этого процесса, а иногда их выход вообще периодичен с амплитудой выхода от нуля до 100%.

Потребители технологического ГГ требуют определенного графика его поступления, который обычно не синхронен с графиком его выхода. ГГ должен быть по возможности стабильным по составу, очищенным от пыли и вредных примесей (сернистых соединений и др.). Из-за этих трудностей ГГ используются недостаточно. Ниже

рассмотрены некоторые методы использования ГГ на примере МЗ. Эти

методы применимы и в других отраслях

**МЕТОДЫ СВЕДЕНИЯ
БАЛАНСОВ ДОМЕННОГО
И
КОКСОВОГО ГАЗОВ
И
СНИЖЕНИЯ ИХ ПОТЕРЬ**

ДОМЕННЫЙ ГАЗ

образующегося на МЗ, эквивалентен по теплоте **2250 тыс. т у. т.** При номинальной теплоте сгорания **ДГ 4186,8 кДж/м³ (1000 ккал/м³)** этому соответствует расход газа ~ **2,0 млн. м³/ч.**

При установившейся бесперебойной работе доменных печей (ДП) график выхода ДГ в течение суток должен быть практически ровным.

Однако и при таком режиме работы ДП в течение суток наблюдаются кратковременные, но иногда значительные изменения выходов ДГ (из-за смены перегоревших фурм, неполадок в загрузочном устройстве и др.). **Снижение выходов газа длится при этом от 10-20 мин**

Размеры кратковременных снижений выходов ДГ различны (от 20-30% до практически полного прекращения выхода). **На крупных ДП размер кратковременных снижений выхода газа составляет сотни тысяч м³.**

Большинство же технологических потребителей ДГ не допускает даже кратковременных перерывов в подаче топлива, что должно учитываться при сведении заводского баланса ДГ.

Кроме кратковременных изменений выходов газа могут быть и длительные изменения.

ДП и их вспомогательные установки
нуждаются в текущих и планово-
предупредительных ремонтах.

При текущих ремонтах ДП
прекращают выдачу ДГ на многие часы;
при капитальных ремонтах выход
газа прекращается на 1,5-3 мес.

Теоретически потребление ДГ
должно быть практически ровным,
однако и в потреблении наблюдаются
значительные колебания.

Почему?

Технологические печи изменяют количество потребляемого газа по разным причинам:

режимы работы печей прокатных станов определяются режимами работы последних, которые по различным причинам могут значительно снижать свою производительность и даже останавливаться; **у мартеновских печей** потребление газа изменяется по периодам плавки.

Доменные воздухонагреватели (ДВ) потребляют газ только во время разогрева. Во время переключений ДВ с разогревов на дутье и обратно на 10-15 мин снижается потребление ДГ воздухонагревателями **только одной печи на 40-60 тыс.**

расход Д₁ подвержены кратковременным и длительным колебаниям, причем **эти колебания происходят нерегулярно и несинхронно**, что вызывает разбалансировку в приходе и расходе газа.

В связи с этим необходимы мероприятия и технические решения для обеспечения бесперебойного снабжения газом ответственных потребителей в периоды снижения его выхода.

Что используется для этих

1) использование газгольдеров, т. е. аккумуляторов газа. Недостатки:

а). Крупные газгольдеры из-за инерционности плохо воспринимают резкие (до 150-300 тыс. м³/ч) толчкообразные избытки газа и плохо компенсируют пики его потребления.

б). Сохраняются потери газа, а давление газа в магистральных газопроводах колеблется.

в). Нежелательны по ТБ из-за токсичности ДГ и потенциальной возможности его взрыва. В результате установка газгольдеров решает вопрос лишь частично (в СССР были сооружены на одном заводе два газгольдера вместимостью по 100 тыс. м³, практически все работы по их ремонту были выполнены

2) применение буферных потребителей, в качестве которых используют паровые котлы ТЭЦ. (В настоящее время основной способ балансирования ДГ).

Когда приход ДГ превышает среднее его значение, сброс ДГ в котлы увеличивается.
При нехватке ДГ сброс его в котлы уменьшается и компенсируется увеличением количества сжигаемого топлива.

При этом способе между производственными потребителями распределяется **75-85%** среднего выхода газа (так называемый гарантированный выход), а **15-25%** являются постоянными избытками газа, подаваемыми на ТЭЦ.

Иногда размер среднего сброса ДГ в котлы ТЭЦ определяют по выходу газа из самой крупной на заводе ДП. Сброс ДГ в котлы составляет около 35% годового выхода его на заводе.

Недостатки:

а). **Вынужденное использование** значительного количества ДГ в качестве котельного топлива.

ДГ может использоваться в целом ряде ТА, особенно в смеси с коксовым газом, снижая потребность в природном газе (ПГ) или жидком топливе (~ **67%** топлива, расходуемого печами прокатных цехов, составляет **ПГ (780 тыс. т у. т. в год)**). Известковое и огнеупорное производство потребляют **ПГ ~ 300 тыс. т у. т. в год**, т. е.

0). Практика показала, что и при большой средней доле сброса ДГ на ТЭЦ не удастся избежать заметных его потерь, которые составляют от 3 % до 13%.

Объясняется это тем, что совместная работа паровых котлов на газе и угле (при постоянных изменениях доли газа и угля в общем расходе топлива) сама связана с рядом трудностей и недостатков:

1) ДГ имеет более низкую температуру сгорания, чем уголь, ниже у ДГ и радиационная способность факела, поэтому радиационные поверхности нагрева котла воспринимают меньшую долю теплоты топлива (в современных котлах доля теплоты, воспринимаемой этими поверхностями весьма велика):

2) из-за большого содержания в ДГ азота
количество его продуктов сгорания (на
единицу отдаваемой теплоты) значительно
больше, чем у угля, что изменяет условия
работы конвективных поверхностей
нагрева.

Растет перегрев пара, причем при большой доле ДГ стандартное регулирование перегрева пара оказывается недостаточным.

Увеличивается температура уходящих газов котла.

Перегружаются или не справляются с отсосом дымовых газов дымососы.

Поэтому часто приходится ограничивать
паропроизводительность котла 70-80% от
номинальной.

особенно при углях с малой реакционной способностью;

4) сама процедура значительных изменений долей ДГ и угля (зажигание одних горелок, гашение других и др.) требует какого-то времени, так как происходит с подналадкой режимов работы котла.

Поэтому ТЭЦ может эффективно принимать существенные избытки газа лишь в том случае, когда она предупреждена об их подаче заранее (за 15-20 мин).

Подготовка ТЭЦ к дополнительному
приему газа экономически
целесообразна при длительности подачи
его не менее 15-20 мин. При наличии
соответствующей комплексной
автоматики ТЭЦ может принимать ДГ в
течение более короткого времени.

На ряде заводов проводилась и
проводится специальная реконструкция
котлов с целью обеспечения более
эффективной их работы на угле и ДГ.

Целесообразно также выделять котлы
специально для работы на ДГ.

Практика доменного производства показывает, что избытки газа часто нарастают толчкообразно. Такие избытки сбросом на ТЭЦ ликвидировать нельзя, поэтому на всех заводах имеются **автоматические «свечи»** (обычно несколько), через которые происходит сброс толчкообразных избытков газа. Свечой называют вертикальную трубу высотой 30-50 м, на конце которой располагается устройство для возможно полного сжигания ДГ. Сброс части газа производится для предупреждения чрезмерного повышения давления газа в заводских газопроводах. Сброс газа осуществляется автоматическим регулятором давления типа «до себя».

так как он токсичен. Для этого в сжигающем устройстве размещены запальные устройства, в которых постоянно горит коксовый или природный газ.

Исследования по использованию теплоты сгорания толчкообразно сбрасываемого ДГ пока не дали ощутимых результатов из-за
переменности сбросов и отсутствия какой-либо
закономерности по количеству,
длительности и частоте (объемы кратковременных сбросов составляют (в пересчете на час) до **100-150 тыс. м³/ч**; суммарная продолжительность сбросов составляет **до 30-80%** суточного времени при ~ равномерном их распределении в течение суток; иногда заметный сброс газа **отсутствует в течение нескольких часов и**

Так как **через свечи теряется около 80-90%** всех потерь газа, то его использование может дать большую экономию топлива (на крупном заводе сброс ДГ через свечи эквивалентен примерно **100 тыс. т у. т. в год**).

При ликвидации сброса газа через свечи **уменьшается сброс CO** в атмосферу, так как в свече сжечь полностью весь оксид углерода без химического недожога не удастся из-за резкой периодичности работы свечи. По России в целом потери доменного газа эквивалентны **0,8-1,0 млн. т у. т. в год**.

предсказуемых избытков газа способствует
хорошо организованная диспетчерская
служба.

Так, если в доменном цехе готовятся к переключению воздухонагревателя с разогрева на дутье и при этом своевременно известят диспетчера газового цеха или завода, то последний может заблаговременно предупредить об этом **ТЭЦ**, что позволит быстрее начать прием появившихся избытков газа и **свести к минимуму сброс его на свечу.**

Аналогичное положение может иметь место и при известных заранее **изменениях объемов потребления ДГ** различными, особенно крупными, технологическими объектами.

ДГ на выходе из печи имеет запыленность **3-10 мг/м³**. Для ряда потребителей (доменные воздухонагреватели, коксовые батареи и др.) запыленность газа не должна превышать **4-5 мг/м³**, что достижимо при очистке газа в **мокрых электрофильтрах**, в которых осадительные электроды непрерывно смачиваются стекающей по ним пленкой воды. Пылинки, попадая на пленку, смачиваются, благодаря чему не происходит их вторичного уноса. **Мокрые электрофильтры** обеспечивают нужную степень очистки газа только при тщательной и квалифицированной эксплуатации.

В **сухих электрофильтрах** наблюдается вторичный унос, из-за которого глубокая очистка газа недостижима

В настоящее время для тонкой очистки д/ используют турбулентные промыватели (трубы Вентури, в головную часть которых **вспрыскивается вода**). При больших скоростях в горловине трубы и большой турбулентности потока происходит смачивание и коагуляция пылинок до долей микрометра. Падение давления газа, которое нужно для достижения больших скоростей газа в горловине трубы, **~ на 80%** восстанавливается в расширительной части трубы Вентури. Степень очистки зависит от скорости в горловине трубы, которая определяется конечным перепадом давлений газа (очистка **~ до 5 мг/м³** достигается при итоговой потере давления в турбулентном промывателе $\Delta p \equiv (0.012 \div 0.1) \text{ Мпа}$)

КОКСОВЫЙ ГАЗ

КОКСОХИМИЧЕСКИМ ПРОИЗВОДСТВОМ
ТЕОРЕТИЧЕСКИ ДОЛЖНА БЫТЬ РОВНОЙ ИЗ-ЗА
БОЛЬШОГО КОЛИЧЕСТВА КОКСОВЫХ БАТАРЕЙ НА
ЗАВОДЕ, КАЖДАЯ ИЗ КОТОРЫХ ОБЪЕДИНЯЕТ
НЕСКОЛЬКО ДЕСЯТКОВ ПЕЧЕЙ. Но отдельные
батареи могут кратковременно снижать или
даже прекращать выдачу газа из-за
неполадок, планово-профилактических
ремонтов узлов и механизмов и др.

Изменяют потребление КГ и различные его
потребители. В итоге, как и в случае
доменного газа, для бесперебойного
снабжения потребителей КГ, а также
снижения его потерь при дебалансах
необходимы **специальные**

1). Применение газгольдеров в случае КГ дает лучший эффект, чем в случае ДГ (объемный расход КГ по заводу в несколько раз меньше, чем ДГ, из-за меньшего его выхода и более чем в 4 раза большей теплоты сгорания).

2). Использование буферных потребителей газа является основным способом сведения баланса, как и при ДГ.

В котлах сжигается на данном заводе $\sim 17,2\%$ всего годового выхода КГ (**~ 265 тыс. т у. т. в год, см табл.**). Обычно для котлов достаточна годовая буферная доля КГ, равная $5-7\%$, что гораздо меньше, чем доля ДГ, необходимая для тех же целей.

КГ характеризуется высокой реакционной способностью, содержит **55-60% водорода** и **24-30% метана** и **других углеводородов** и почти не балластирован.

Поэтому сброс его в котлы, работающие на угле, **не вызывает трудностей**, возникающих при сбросах ДГ.

Это позволяет почти полностью автоматизировать сбросы КГ в котлы как при кратковременных, так и длительных его избытках (аналогично свечам при ДГ).

Благодаря всему этому потери КГ на заводе обычно не превышают **0,5-1,0%** его валового выхода.

столь ценного топлива и сырья, как КГ, является нерациональным.

Рационализация использования КГ на заводах идет по пути уменьшения доли КГ, составляющей **буферный сброс, который** может быть сведен до **1-3%**, в частности, при наличии на заводе достаточных ресурсов ПГ (см. табл. 1.1). Это не увеличит годового расхода ПГ заводом, а даже несколько уменьшит его за счет частичной замены в течение года ПГ коксовым. КГ хорошо очищается в процессе производства, поэтому специальных газоочисток для КГ не строят, хотя некоторые остающиеся примеси, например, **нафталин**, приводят иногда к **различному воздействию**

МЕТОДЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРИОДИЧЕСКИХ ВЫХОДОВ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Методы использования периодических выходов горючих газов рассмотрим на примере сталеплавильных конвертеров (СК), продуваемых кислородом.

Выход газа из СК происходит периодически только во время подачи в них кислорода (продувки), поэтому задача эффективного использования конвертерного газа является весьма сложной. **Выход газа** за время продувки (длящейся **9-16 мин**) одного СК садкой **350 т** металлошихты **составляет ~ 30 тыс. м³.** **Теплота сгорания** влажного газа после газоочистки с учетом частичного сгорания СО в тракте до газоочистки составляет около **7500 кДж/м³.**

Самым простым решением является периодический сброс конвертерного газа в систему газопроводов ДГ.

Если **выход конвертерного газа** за продувку (~ 10 мин) составляет ~ **30 тыс. м³** (с конвертера вместимостью 300-350 т), то за те же 10 мин **выход ДГ** на крупном заводе составляет **300-350 тыс. м³**, т. е. ~ **в 10 раз больше. Кажется проблемы нет?**

Однако расчеты показали, что, несмотря на такое соотношение выходов газов, непосредственный сброс конвертерного газа в систему газопроводов ДГ приводит к недопустимому повышению давления в них.

Это следует из номограммы, приведенной на рис. 7.2, позволяющей определить повышение давления газа в заводских магистралях ДГ при непосредственной подаче в них конвертерного.

Номограмма построена применительно к конвертерам вместимостью 350 т при длительности продувки 12 мин. При более короткой продувке повышение давления будет больше.

Давление ДГ в сети в момент начала продувки принималось равным **0,11 МПа.**

Суммарный расход газа из сети потребителями принимался с учетом теплоты сгорания равномерным в течение

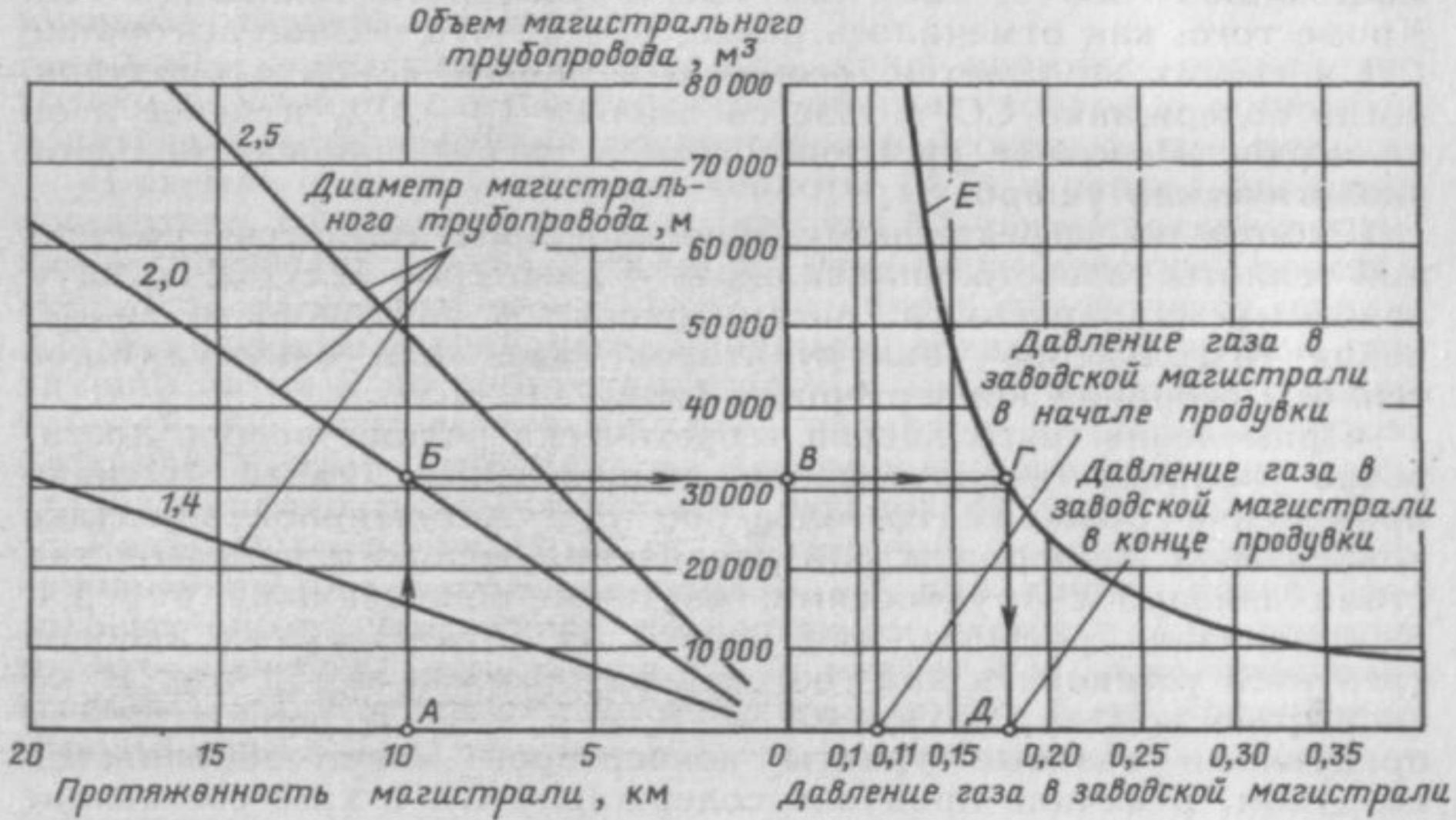


Рис. 7.2. Повышение давления ДГ в магистралях при непосредственной подаче в них газов сталеплавильных конвертеров

Как видно из рис. 7.2, если суммарная протяженность магистральных газопроводов равна **10 км** при диаметре **2 м** (точки А и Б), то в конце продувки давление в газопроводах повысится **до 0,18 МПа**, что **совершенно недопустимо** (компенсаторы, водоотводчики и другие элементы газопроводов на такие давления не рассчитаны; при переменном давлении ухудшается работа систем автоматизации у потребителей газа, газосмесительных и газоповысительных станций и др.).

Если на заводе имеются газопроводы разных диаметров и протяженностей, то повышение давления определяется по их суммарному объему, который откладывается на ординате номограммы.

Допустимыми можно считать колебания давления в магистральных газопроводах в пределах **0,11-0,12 МПа**, однако, как видно из номограммы рис. 7.2, **это недостижимо даже при очень больших протяженностях газопроводов самого большого диаметра**, которые в несколько раз превышают имеющиеся места на крупных заводах.

Буферный сброс конвертерного газа в котлы даже очень мощной ТЭЦ при существующем графике его выхода также практически исключается.

Из-за указанных трудностей газ от крупных сталеплавильных конвертеров сжигают пока в печах

Между тем химически связанная теплота конвертерных газов после газоочистки эквивалентна (при двух конвертерах по 300-350 т), **120-150 тыс. т у. т. в год.**

Кроме того **обеспечить полное выгорание СО в свечах не удастся**, особенно в начале и конце продувок, когда содержание СО в газе составляет 10-20% и менее и он не горюч.

Неполное сжигание газа в свечах наносит большой **экологический ущерб.**

Конвертерное производство ОАО «Северсталь» дает наибольший % выбросов **СО** по заводу.

ХИМИЧЕСКИ СВЯЗАННОЙ ТЕПЛОТЫ ГАЗА СК
ВЕДУТСЯ ПО ДВУМ ОСНОВНЫМ
НАПРАВЛЕНИЯМ:

- 1) **применение газгольдеров**
(аккумуляторов газа);
- 2) **применение аккумуляторов теплоты сгорания** конвертерного газа.

1). **Применение газгольдеров**
теоретически решает вопрос достаточно
полного использования конвертерных
газов. Однако применение **больших**
газгольдеров при интенсивной продувке
конвертеров кислородом связано с рядом
трудностей.

а). Расчеты показывают, что для сбора конвертерного газа на МЗ требуются газгольдеры очень больших объемов (так для одного МЗ надо два газгольдера объемом по 50 тыс. м³ со скоростью подъема колокола до 8 м/мин).

б). Для направления газа то в газгольдер, то в свечу нужны трехходовые быстродействующие клапаны большого диаметра, а также надежная САУ клапаном с быстродействующими газоанализаторами (в период между продувками газовые тракты конвертеров могут заполняться воздухом; в начале продувки содержание СО в газе составляет всего несколько процентов, и он негорюч). Схемы с газгольдерами нашли широкое применение только в Японии где

Основы разработки использования
газгольдеров в конвертерном производстве
ОАО «Северсталь».
(дипломное проектирование)

ОАО «Северсталь» поставляет металлопрокат в более чем 100 стран мира. Постоянное совершенствование технологического процесса, внедрение передовых методов производства продукции, реконструкция и модернизация производства позволили ОАО «Северсталь» завоевать прочные позиции на внутреннем рынке и рынках Северной и Южной Америки, Юго-Восточной Азии, Европы и др.

На сегодня металлургическая отрасль является достаточно зрелой, насыщенной отраслью. **Наблюдается серьезный излишек производственных мощностей в мире, недозагрузка оборудования.** Высокая цикличность и низкий рост ВВП мира в потреблении стали провоцирует низкие мировые цены на прокат. Использование мер по защите внутренних рынков, предпринятые правительствами многих стран, привело к значительному ухудшению конъюнктуры на внешних рынках и росту конкуренции на внутреннем рынке.

Положение усугубляется быстрым ростом цен на сырье и услуги естественных монополий, что ведет к росту внутренних издержек, снижению рентабельности, падению прибыли. По прогнозам, ситуация **начнет улучшаться не ранее конца 2007 года.**

Осознавая неизбежность ухудшения условий, ОАО «Северсталь» стремится мобилизовать внутренние ресурсы, оптимизировать отношения с внешним окружением, поставщиками и клиентами. Это позволит создать надежную базу для противостояния кризисным тенденциям.

Исходя из объективных трудностей, перед предприятием стоят две основные задачи.

является выполнение запланированных объемов выплавки стали и выпуска проката, обеспечение бесперебойной отгрузки продукции с нужным потребителю качеством.

Вторая задача — это повышение финансовых результатов компании **путем тщательного контроля над издержками и работы по их снижению.** Одной из реализуемых на предприятии управленческих технологий является стандартизация внутренних процессов. Важность процессного подхода к системе менеджмента качества подчеркивается международными стандартами ИСО серии 9000, и является одним из принципов, на которых они базируются.

На предприятии реализуется политика в области энергоресурсов. Общество ведет бизнес в соответствии с нормативно-правовыми актами Российской Федерации в области энергетики и энергосбережения при неуклонном соблюдении требований к охране окружающей природной среды. Снижение техногенной нагрузки на окружающую среду является одним из важных направлений деятельности Общества.

Советом директоров определены цели в области энергосбережения:

1) Эффективное использование ЭР при производстве, переработке, транспортировке, хранении и потреблении и снижение их удельных расходов на

2) Создание и применение энергоэффективных технологий, оборудования, теплоизоляционных материалов, строительных конструкций и систем автоматизированного управления процессами.

3) **Максимально возможное использование потенциала вторичных энергоресурсов.**

4) Обеспечение энергетической независимости Общества от внешних поставщиков и производителей ЭР.

Также определены основные принципы достижения целей:

1) Формирование энергосберегающей стратегии Общества.

2) Стимулирование энергоэффективного

3) Приоритет эффективного использования энергетических ресурсов.

4) Обязательность и достоверность учета производимых и потребляемых энергетических ресурсов и контроля за их использованием.

Поэтому задачей данного дипломного проекта является разработка системы сбора конвертерного газа и применения конвертерного газа в качестве топлива на ОАО «Северсталь» для сокращения потребления первичных энергоресурсов.

Рациональное использование энергии всегда играло важную роль в черной металлургии и определяло степень конкурентоспособности продукции.

Использование и химического связанного тепла отходящих газов кислородно-конвертерного процесса позволит утилизировать значительную часть энергии.

Для этого необходимо произвести расчет параметров газгольдера и сопутствующего оборудования, необходимого для сбора и подготовки конвертерного газа к передаче потребителю в виде топлива.

ПРОИЗВОДСТВЕ

В настоящее время в состав конвертерного производства входят: **цех выплавки стали, цех разливки стали, цех подготовки производства.**

Производственная мощность 8 млн. т. в год.

В цехе выплавки стали задействованы 3 конвертера ёмкостью по 400 т. Основные показатели конверторов приведены в табл. 1. 1.

За конвертерами установлены газоотводящие агрегаты типа ОКГ-400 (радиационный)

Таблица 1.1 - Основные показатели конверторов

№ п/п	Наименование	Показатели
1	Объем производства, тыс.т:	8000
2	Средняя масса плавки, т:	360
3	Средняя продолжительность плавки, мин:	45
4	Среднее количество плавков за сутки:	61
5	Продолжительность продувки плавки, мин:	20

По паспортным данным завода-изготовителя газоотводящий тракт рассчитан на интенсивность продувки кислородом до **2000 м³/мин** при максимальном выходе конвертерных газов из горловины конвертера - 240 тыс.м³/час. Максимальная пропускная способность дымососа (при 60-70°С) составляет 520 тыс.м³/час.

Очистка конвертерных газов производится в регулируемых трубах Вентури. **Перед дымососом конвертерные газы имеют температуру 60-70°С и запыленность 80-90 мг/м³ газа.**

Конвертеры ОАО "Северсталь" с момента их пуска в эксплуатацию работали в разных режимах продувки и отвода конвертерных

В период освоения конвертеры работали с полным дожиганием конвертерных газов. Интенсивность подачи кислорода составляла **800-900 м³/мин.** В дальнейшем конвертеры были переведены на работу с частичным дожиганием СО. В этот период интенсивность подачи кислорода составляла **1200-1400 м³/мин,** при изменении производительности дымососа в пределах **250-420 тыс.м³/час.**

В настоящее время основной режим работы конвертеров с частичным дожиганием отходящих газов. Отходящие газы выбрасываются в атмосферу, тем самым, оказывая вредное воздействие на экологию окружающего района.

1.2. Газоотводящий тракт

Отходящие конвертерные газы содержат до 250 г/м^3 пыли. По санитарным нормам допускается выброс в атмосферу газов, содержащих не более $0,1 \text{ г/м}^3$ пыли, поэтому все кислородные конвертеры оборудуют системами отвода и очистки отходящих газов. **Эта система обычно включает:**

ОКГ с располагаемым перед ним при необходимости устройством для уплотнения зазора между горловиной конвертера; газоочистные устройства; дымосос (эксгаустер); трубу для выброса очищенного газа в атмосферу с устройством для дожигания СО или **газгольдер для сбора СО.**

Находят применение следующие системы отвода и очистки отходящих газов:

- 1) **с полным дожиганием** СО в ОКГ (коэффициент избытка воздуха $>1,0$);
- 2) **с частичным сжиганием** (коэффициент избытка воздуха $0,2 - 0,75$);
- 3) **без дожигания** СО (коэффициент избытка воздуха $<0,11$).

При отводе **по первому способу** в зазор между горловиной конвертера и ОКГ подсасывается воздух в количестве, обеспечивающем полное сжигание СО в ОКГ. Выделяющееся при сжигании тепло утилизируется в ОКГ, но объем газов, подлежащих очистке в результате подсоса воздуха, возрастает в $3,5-4,0$ раза по сравнению с количеством газа

При отводе **с частичным сжиганием** зазор между горловиной конвертера и ОКГ не герметизируют. Производительность дымососа поддерживают постоянной, а расход кислорода на продувку таким, чтобы при максимальном выделении конвертерных газов в ОКГ мог подсасываться воздух, обеспечивающий дожигание части СО при коэффициент избытка воздуха $< 0,75$. При этом в начале и конце продувки, когда выход конвертерных газов меньше, чем в середине продувки, количество подсасываемого воздуха возрастает, т. е. коэффициент избытка воздуха самопроизвольно изменяется по ходу продувки (от 0,20 до 0,75).

При отводе **газов без дожигания** зазор между горловиной конвертера и ОКГ герметизируют, исключая подсос воздуха.

Объем очищаемых газов при этом в три-четыре раза меньше, чем в случае с дожиганием, что позволяет значительно упростить и удешевить ОКГ и газоочистку.

Наибольшее распространение получили две системы герметизации входа в газоотводящий тракт: система **ИРСИД-КАФЛ**, разработанная во Франции, и система **ОГ**, разработанная в Японии. В системе **ОГ** герметизация зазора между конвертером и ОКГ обеспечивается подвижной муфтой и подачей в зазор азота.

Первые отечественные кислородные конвертеры оборудовали газоотводящими трактами **с полным дожиганием конвертерных газов**. С целью экономии капитальных затрат и эксплуатационных расходов новые конвертеры начали сооружать с трактами, работающими без дожигания. Подобный тракт, рассчитанный на пропуск максимально возможного количества выходящих из конвертера газов, позволяет работать также с полным и частичным дожиганием. Так, тракт, рассчитанный на работу без дожигания при расходе кислорода на продувку 1500-1600 м³/мин. надежно работает с частичным дожиганием, при расходе кислорода 1200-1400 м³/мин и с полным дожиганием при расходе кислорода 900-800 м³/мин.

Система ИРСИД-КАФЛ предусматривает установку над горловиной конвертера перемещающейся в вертикальном направлении и герметично соединенной с ОКГ «юбки» (колокола). Диаметр юбки в 1,5-2,5 раза больше горловины и в нижнем положении она должна перекрывать горловину по высоте примерно на 1 м. Под юбкой автоматически поддерживается небольшое избыточное давление, исключающее подсос воздуха в зазор между юбкой и конвертером. На основании показаний расположенного под юбкой датчика давления АСУ регулирует сечение газоотводящего тракта, обеспечивая необходимое избыточное давление.

В тракт газ поступает из горловины конвертера 1 через подвижную герметизирующую юбку 2 в откатной кессон 3 и стационарный газоход 4 котла охладителя. После ОКГ газ при температуре ~ 1000 °С поступает в узел 5 предварительного орошения, в который при помощи форсунок подают воду, охлаждающую газ до 75 °С. Затем газ поступает в первую ступень газоочистки (укороченную регулируемую трубу Вентури) 6 с кольцевым зазором и расположенный за ней коленный каплеуловитель 7. Далее через бункер 9 газ движется во вторую ступень очистки (укороченную регулируемую трубу Вентури) 11 с кольцевым зазором и коленный сепаратор 12 а затем через бункер 14 попадает в каплеуловитель 15 с завихрителем, а после него по трубопроводу 16 в эксгаустер 17 и далее

Преимущества газоотводящего тракта по сравнению с другими - **меньшие габариты**, что позволило разместить газоочистку в главном здании цеха между конвертерами.

При использовании прямоугольных труб в главном здании размещались лишь ОКГ и орошаемый газоход, а газоочистные аппараты - в пристройке к главному зданию.

И ОТВОДА КОНВЕРТЕРНЫХ ГАЗОВ

Конвертеры, оборудованные газоотводящими трактами для отвода газов без дожигания, работают в следующих режимах продувки и отвода конвертерных газов (при их описании в качестве примера приведены показатели работы 350-т конвертеров):

1. **Полного дожигания** отводимых конвертерных газов; при этом юбка в течение всей продувки находится в верхнем положении, производительность дымососа постоянная и максимальная (520 тыс. м³/ч); расход кислорода поддерживают сравнительно небольшим (800- 900 м³/мин), чтобы обеспечивать полное сжигание СО

этом регулируемый; поскольку выход конвертерных газов по ходу продувки изменяется, а производительность дымососа постоянна, система регулирования изменяет количество подсасываемого в тракт воздуха; расход кислорода выбирают таким, чтобы коэффициент избытка воздуха находился в пределах 0,2-0,7. Расход кислорода может быть значительно больше, чем при отводе без дожигания; он тем больше, чем больше выбранная и поддерживаемая при продувке производительность дымососа (при изменении последней в пределах 250-400 тыс. м³/ч, расход кислорода может составлять 900-1400 м³/мин). Данный режим работы позволяет производить отбор конвертерного газа в качестве топлива.

без дожигания или с частичным дожиганием газов обеспечивается созданием «тампонов» - **разделительного объема инертных газов** (диоксида углерода и азота), что достигается полным дожиганием оксида углерода до углекислого газа в начале газоотводящего тракта за счет регулирования подсоса воздуха (в зазор между горловиной конвертера) и расхода кислорода на продувку. **Продувка с частичным дожиганием является основным режимом работы конвертера:**

- интенсивность продувки $1200-1400\text{м}^3/\text{мин}$;
- расход отводимых газов $250000-400000\text{м}^3/\text{ч}$.

Продувка с полным дожиганием:

- интенсивность продувки $700-900\text{м}^3/\text{мин}$;
- расход отводимых газов $500000-540000\text{м}^3/\text{ч}$.

Продувку с полным дожиганием

производят в следующих случаях:

- при пуско-наладочных работах;
- при продувке первой плавки после ремонта или длительного простоя;
- при нарушении плотности газоотводящего тракта;
- при падении давления пара на гашение факела;
- при выходе из строя вентиляции в помещении дымососной;
- при проведении «промывочных» плавок с целью удаления настелей в газоотводящем тракте.

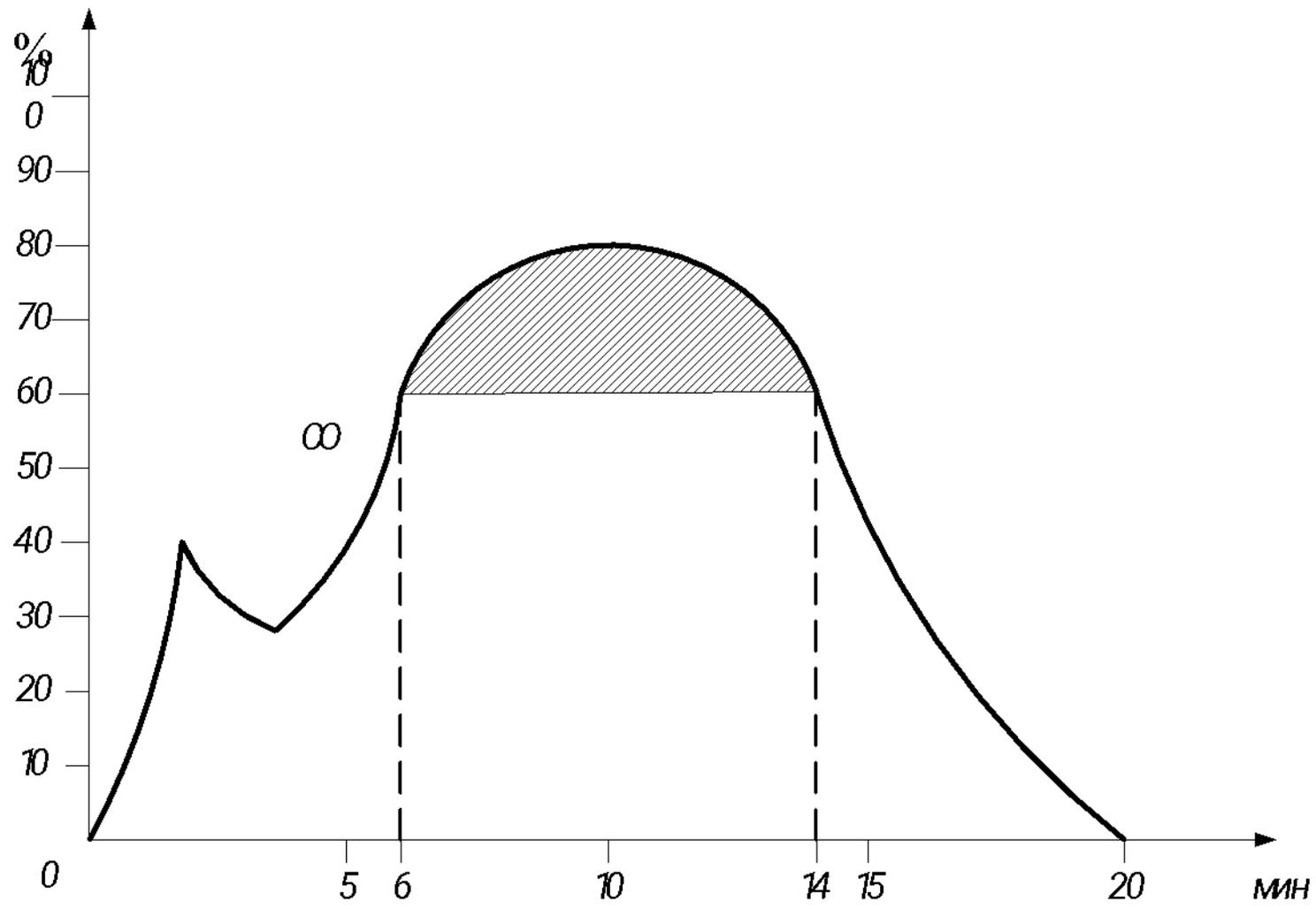
Выбор режима работы производится исходя из условий сложившихся на агрегате.

Отходящие из горловины конвертера газы при верхней продувке состоят преимущественно из продукта окисления углерода; их температура возрастает от 1300-1400 °С в начале продувки до 1600-1700 °С в конце. Состав газа на выходе из горловины обычно изменяется в следующих пределах: 83-89 % CO; 9 - 11 % CO₂; 0,5 - 5,0 % N до 3% O₂. Наибольшее количество газов выделяется из конвертера в период максимальной скорости обезуглероживания (середина продувки); в начале и в конце продувки это количество снижается. Состав газа в газоотводящем тракте в процессе продувки плавки изменяется в процентном соотношении

На рисунке 1.2 построен графика содержания «СО» в отходящих газах и выделен наиболее благоприятный период для отбора газа в качестве топлива.

График построен на основе анализа графиков отходящих газов в конвертерном производстве при выплавке более 50 плавок.

В отходящих конвертерных газах содержится **80-250 г/м³** пыли.



Выносимая пыль включает следующие составляющие: мелкодисперсные частицы железа и его оксидов (преимущественно FeO) размером меньше 1 мкм, образующиеся в высокотемпературной подфурменной зоне, в результате испарения (доля этих частиц составляет 70-90 % всей пыли, а в период между присадками сыпучих материалов 83-90 %), пластинки шлака - обломки пузырей шлаковой пены, капли шлака и металла, частицы сыпучих материалов угловатой формы, размер частиц 5-200 мкм.

На выходе из горловины конвертера пыль имеет **черный цвет**, склонна к самовозгоранию и при контакте с воздухом частицы пыли мгновенно окисляются до Fe_2O_3 , приобретая бурую окраску (образуется бурый дым).

При отводе газов происходит укрупнение пыли и размер частиц перед газоочисткой больше, следовательно, конвертерный газ для использования в качестве топлива должен проходить дополнительную очистку.

Отходящие конвертерные газы, широкое использование которых за рубежом началось в 80-е годы прошлого столетия, с точки зрения теплоты их сгорания относятся к группе бедных газов. Однако, несмотря на их сравнительную низкую теплотворность, температура при сгорании этого газа почти такая же, как коксового и природного газа. Данные представлены на рис. 1.3 и рис. 1.4.

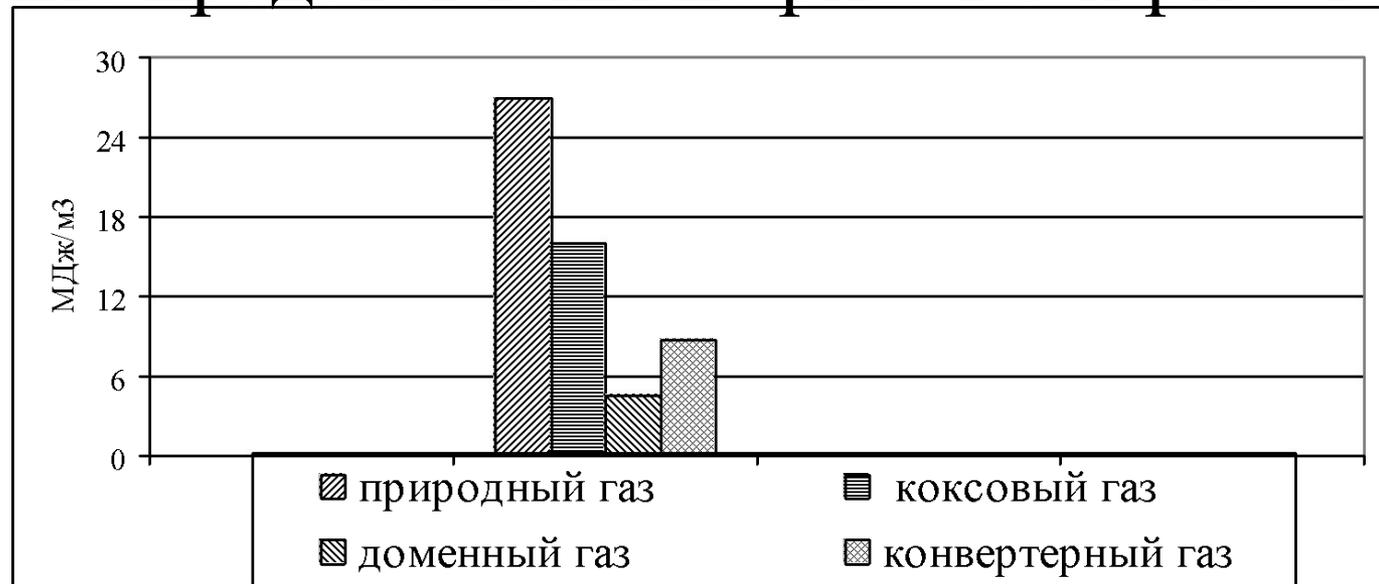


Рис. 1.3. Сравнение теплоты сгорания конвертерного газа с другими горючими газами

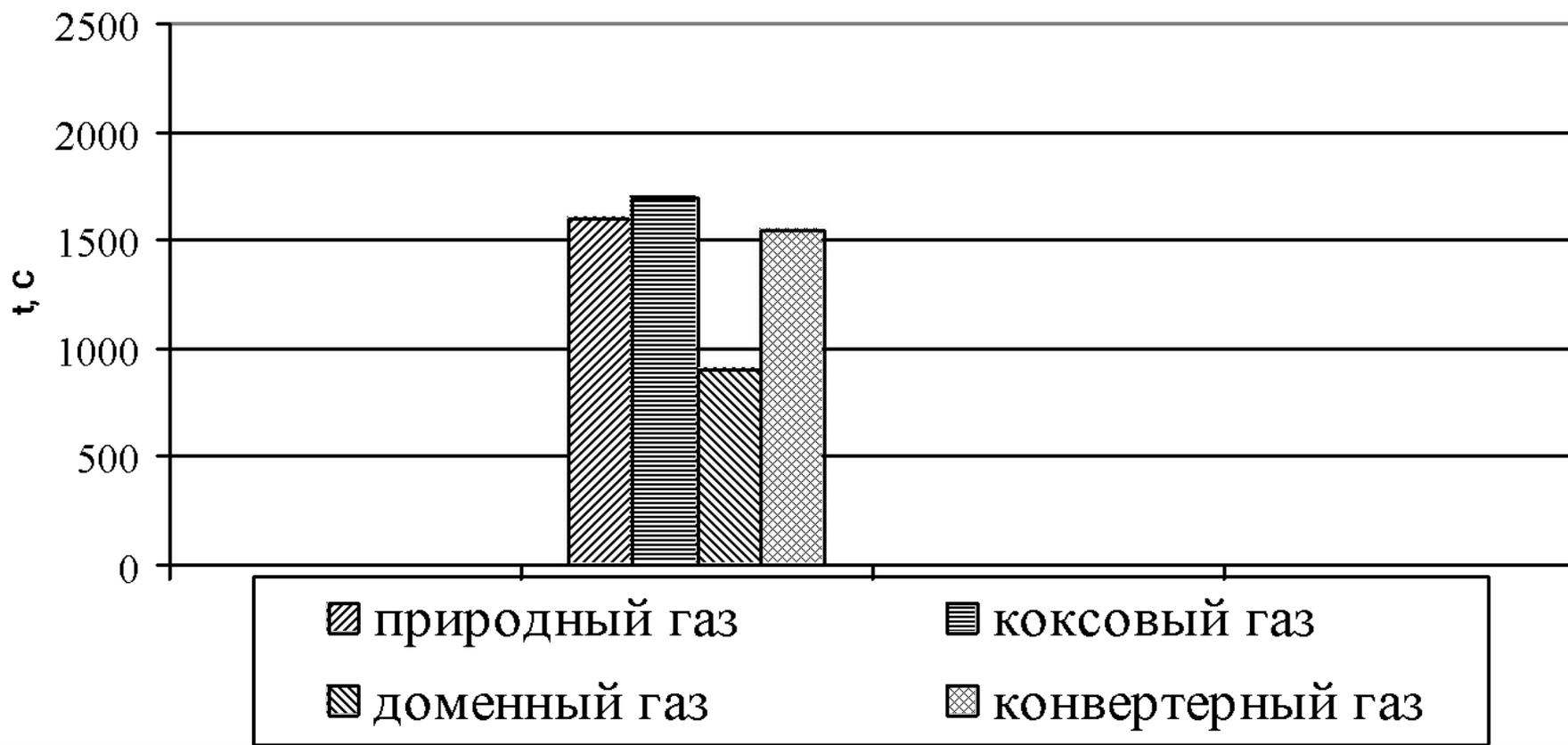


Рис. 1.4. Сравнение температуры сгорания конвертерного газа с другими горючими газами

В отношении горючих свойств конвертерный газ сравним с богатыми газами и является ценным дополнительным источником энергии.

Однако, в связи с периодическим выходом этого газа и колебанием его состава, **использование конвертерного газа требует значительных капитальных затрат.**

Решением данной задачи является установка **газгольдера** в систему газоотводящего тракта конвертера.

Газгольдер—инженерное сооружение резервуарного типа, предназначенное для хранения газа под избыточным давлением в герметически замкнутом объеме.

В зависимости от способа герметизации газового объема газгольдеры подразделяют **на мокрые и «сухие»**. В **мокрых** газгольдерах герметизация газового объема осуществляется водяными затворами, в **сухих** газгольдерах - любыми другими способами.

Конвертерный газ применяется в качестве топлива почти во всех областях металлургического производства. Обычно его добавляют к ДГ с целью его обогащения. Однако некоторые установки непосредственно отапливаются конвертерным газом.

Преимуществом непосредственного применения является возможность стабилизации теплоты сгорания путем подмешивания богатого газа, хотя при длительном применении для этой цели используется покупное топливо. Однако в любом случае необходимо иметь резервную энергию, так как поставки конвертерного газа могут быть по какой-либо причине временно прекращены.

смесительную станцию для обогащения ДГ, то переход на резервную систему снабжения при прекращении подачи конвертерного газа никаких проблем не вызывает (в большинстве случаев всегда имеются коксовый и природный газы). При непосредственном применении конвертерного газа должна быть предусмотрена возможность прямого переключения потребителя на другой богатый или смешанный газ, тем самым обеспечивается непрерывное снабжение потребителей. Если в какие-то периоды потребители не могут отбирать весь газ, то часть его приходится сжигать в сталеплавильном цехе на свече или избыточный газ подается в сеть ДГ и

В настоящее время практически на всех металлургических заводах с полным циклом в качестве топлива используются такие побочные продукты, как доменный и коксовый газы.

На металлургических заводах многих зарубежных стран в качестве топлива используется конвертерный газ, примеры приведены в таблице 1.2. **В Российской Федерации и других странах СНГ на металлургических заводах конвертерный газ не используется в качестве топлива, а**

Отходящие конвертерные газы, широкое использование которых за рубежом началось в 80-е годы прошлого столетия.

В Германии первая установка по использованию конвертерного газа была введена в эксплуатацию в 1981 г., позднее такие установки появились в Японии и Франции. Во всех конвертерных цехах имеется общая концепция использования конвертерного газа. Газ, имеющий на выходе из конвертера температуру около 1700 °С вначале охлаждается в котле-утилизаторе до температуры 500-1000 °С далее происходит очистка газа с одновременным охлаждением.

Наименование	Зальцгиттер	Брукхаузен	Георгсмариденхюте
Конвертеры: Кол., шт.	3	2	1
Масса плавки т.	205	380	125
Технология продувки	комбинированная	комбинированная	донная
Количество установок сбора газа, шт.	2	1	1
Ввод в эксплуатацию, год	1986	1984	1981
Тип газгольдера	мокрый погрузной колокол	мокрый погрузной колокол	мокрый погрузной колокол
Диаметр	54	49	41
высота, м.	28	74	72
Общий объём	60	120	95
рабочий объём, тыс.м ³	54	100	75
Выход конвертерного газ за плавку тыс. м ³	19	30	30
Способность применения	В смеси с другим газом	В смеси с другим газом и непосредственно	Непосредственно
Область применения	нагреватели ДП коксовый паровой котёл	нагревательные печи, паровой котёл	нагревательные печи, паровой котел

Таблица 1.2. Характеристики конвертерных цехов и установок для использования конвертерных газов металлургических заводов Германии.

Для очистки конвертерных газов используются две системы: мокрая или сухая. **В тех цехах, где используется, мокрая очистка газов в регулируемых трубах Вентури оказалось необходимым дополнительное сооружение мокрых электрофильтров,** т.к. при использовании газа в качестве топлива необходимо содержание пыли не более 10 мг/м^3 .

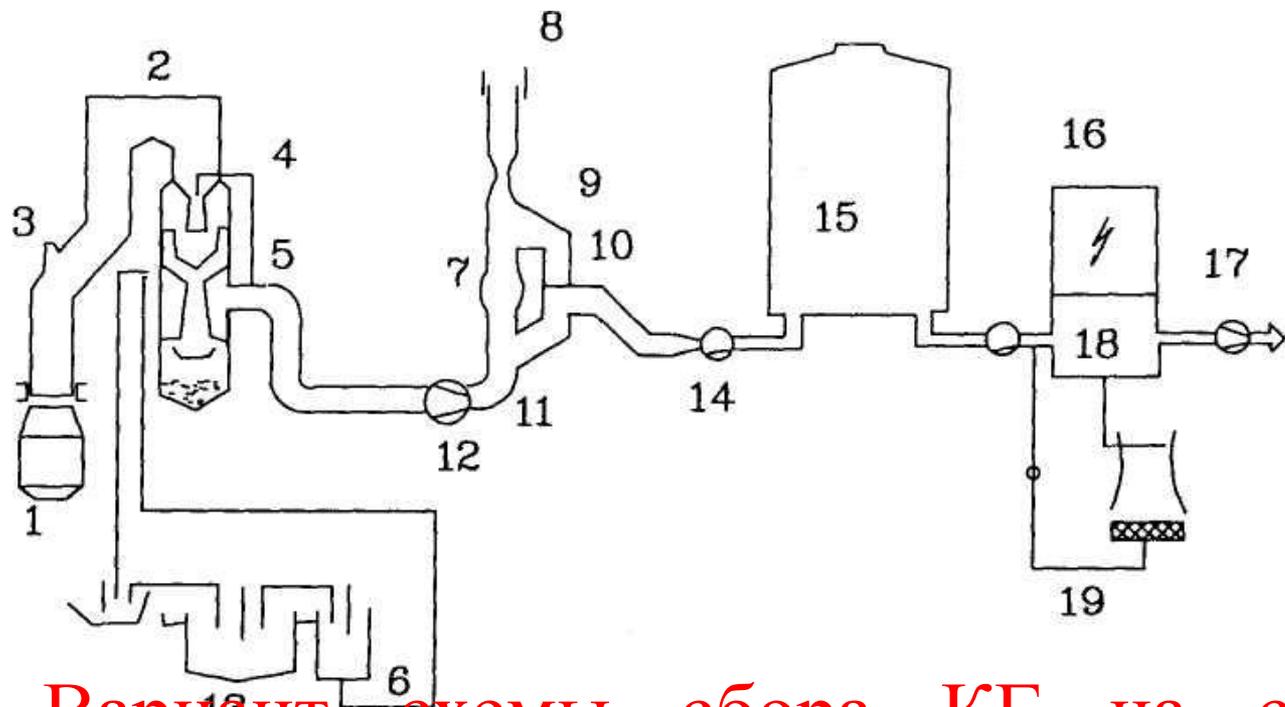


Рис. 1.5. Вариант схемы сбора КГ на станции газораспределения типа газовой "стрелки" с мокрой газоочисткой:

- 1-Конвертер; 2-Котел-утилизатор; 3-Уплотнительное кольцо; 4 и 5-Трубы Вентури; 6-Сатураторный насос; 7-Глушитель; 8-Свеча; 9-Регулировочный клапан; 10-Газовая стрелка; 11-Байпасный клапан; 12-Главный дымосос; 13-Шламовое хозяйство; 14-Обратный клапан; 15-Газгольдер; 16-Мокрый электрофильтр; 17-Разгрузочный дымосос; 18-Охладитель; 19-

1.6. Предложения по схеме сбора конвертерного газа

Система использования конвертерного газа должна обеспечивать: улавливание отходящих газов, сбор газов от всех установленных конвертеров, возможность отвода газов на "свечу", временное хранение газов, выход которых резко изменяется во времени, дополнительную очистку газов от пыли, повышение давления газов перед их подачей потребителю совместно с доменным газом. Потребитель ТЭЦ-ЭВС-2 и ТЭЦ-ПВС-1.

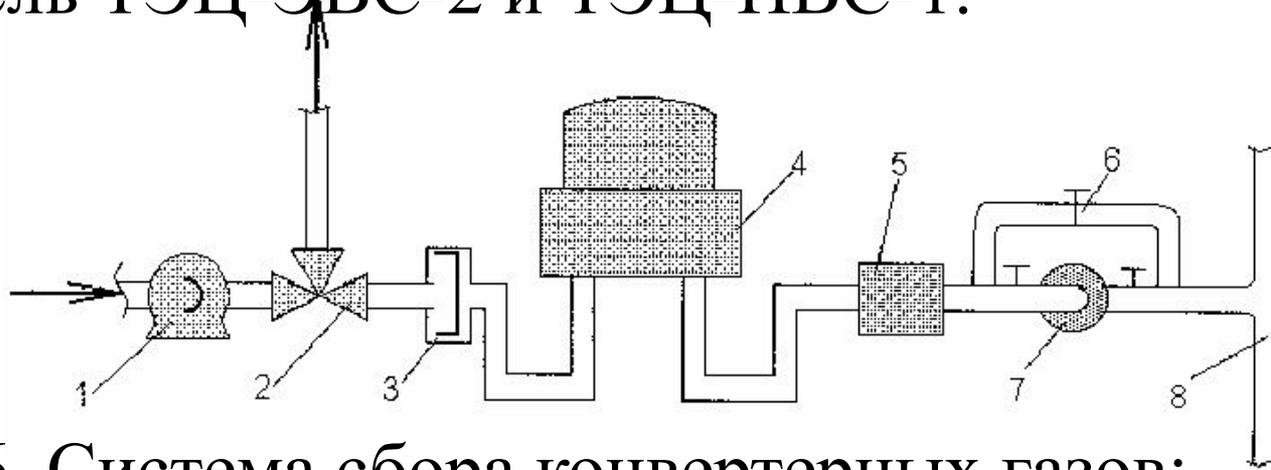


Рис. 1.6. Система сбора конвертерных газов:

1 — главный дымосос; 2 — узел регулирования отвода газов; 3 — обратный клапан; 4 — газгольдер; 5 — электрофильтр; 6, 7 — газоповысительная станция; 8 — магистральный газопровод доменного газа.

При работе конвертеров со сбором конвертерного газа и его использованием в качестве топлива необходимо конвертеры перевести на работу с частичным дожиганием СО в котле-охладителе с регулируемым отводом газов.

При проведении исследований определен следующий режим отвода газов в начале продувки. В момент открытия отсечного клапана на кислородопроводе расход отходящих газов автоматически устанавливается на начальную вставку. Этот расход определяет подсос воздуха в тракт, который обеспечивает образование надежного тампона, объемом не менее половины объема газохода котла-охладила.

Продолжительность действия начальной вставки составит 2-6 мин., что гарантирует образование и прохождение первого тампона на плавке. Через 2-6 мин. от начала продувки включается система регулирования, поддерживающая заданное давление при уменьшении расхода отходящих газов, что снижает подсос воздуха в кессон и обеспечивает коэффициент подсоса воздуха 0,1.

На последней минуте продувки в связи со спадом газовыделений из конвертера система регулирования выводит расход отходящих газов на минимальный уровень. В результате плавного характера снижения скорости обезуглероживания второй тампон образуется без специального регулирования при минимальном расходе отходящих газов.

По окончании продувки система регулирования давления не отключается и, так как измеряемое давление под поднятой подвижной частью кессона меньше заданного, система регулирования весь межпродувочный период поддерживает расход отходящих газов на минимальном уровне.

При таком режиме регулирования производительность дымососа постоянно находится на минимальном уровне и увеличивается лишь во время продувки для регулируемого отвода конвертерных газов с минимальным избытком воздуха. В результате сокращается расход электроэнергии потребляемой дымососом

При этом сокращение подсоса воздуха в газоотводящий тракт, повышается содержание CO , в отходящих газах в процессе плавки, что создает условия для дальнейшей утилизации конвертерного газа.

Регулируемый отвод конвертерного газа способствует уменьшению подсосов воздуха в газоотводящий тракт и обеспечивает возможность его утилизации. По этому необходимо произвести расчет конвертерного газа как топлива. Состав газа на выходе из горловины конвертера изменяется в следующих пределах: 83-89% CO ; 9-11% CO_2 ; 0,5-5,0% N_2 и до 3,0% O_2 .

Поскольку не представляется возможным обеспечить полную герметизацию "юбки" кессона и газоотводящего тракта, часть СО дожигается на входе в кессон котла-утилизатора. В результате мокрой газоочистки в трубах Вентури и снижения температуры конвертерный газ насыщается парами воды. В результате подсосов воздуха и насыщения конвертерного газа парами воды при прохождении газоотводящего тракта его объем увеличивается и процентный состав меняется.

Часть газа при улавливании его в качестве топлива в начале и конце продувки будет сбрасываться на «свечу».

Газгольдер сооружение резервуарного типа, предназначенное для хранения газа под избыточным давлением в герметически замкнутом объеме. Мокрые и сухие газгольдеры являются газгольдерами переменного объема. Газгольдеры переменного объема рассчитывают на максимальное избыточное давление 0,005 МПа.

Мокрый газгольдер состоит из резервуара для воды, который неподвижен, и телескопа (или телескопов) и колокола, которые во время эксплуатации поднимаются или опускаются соответственно при наполнении или опорожнении газгольдера, рис. 1.7.

Наиболее широкое распространение в промышленности нашли мокрые газгольдеры построенные по типовым проектам вместимостью 100, 300, 600, 1000, 3000, 6000, 10000, 15000, 20000 м³ с вертикальными направляющими и вводом газа под колокол снизу через днище (донный ввод), предназначенные для хранения, стабилизации давления, смешения и усреднения концентрации различных газов под давлением до 5 кПа при температуре не выше 180 °С.

Газгольдеры обычно выполняют одновременно несколько функций: накопление, хранение, усреднение, выдачу газа. На рисунке 1.7 схематически показан такой газгольдер. Газ хранят в газгольдере в колоколе **5** - вертикальном цилиндрическом резервуаре с крышей но без дна

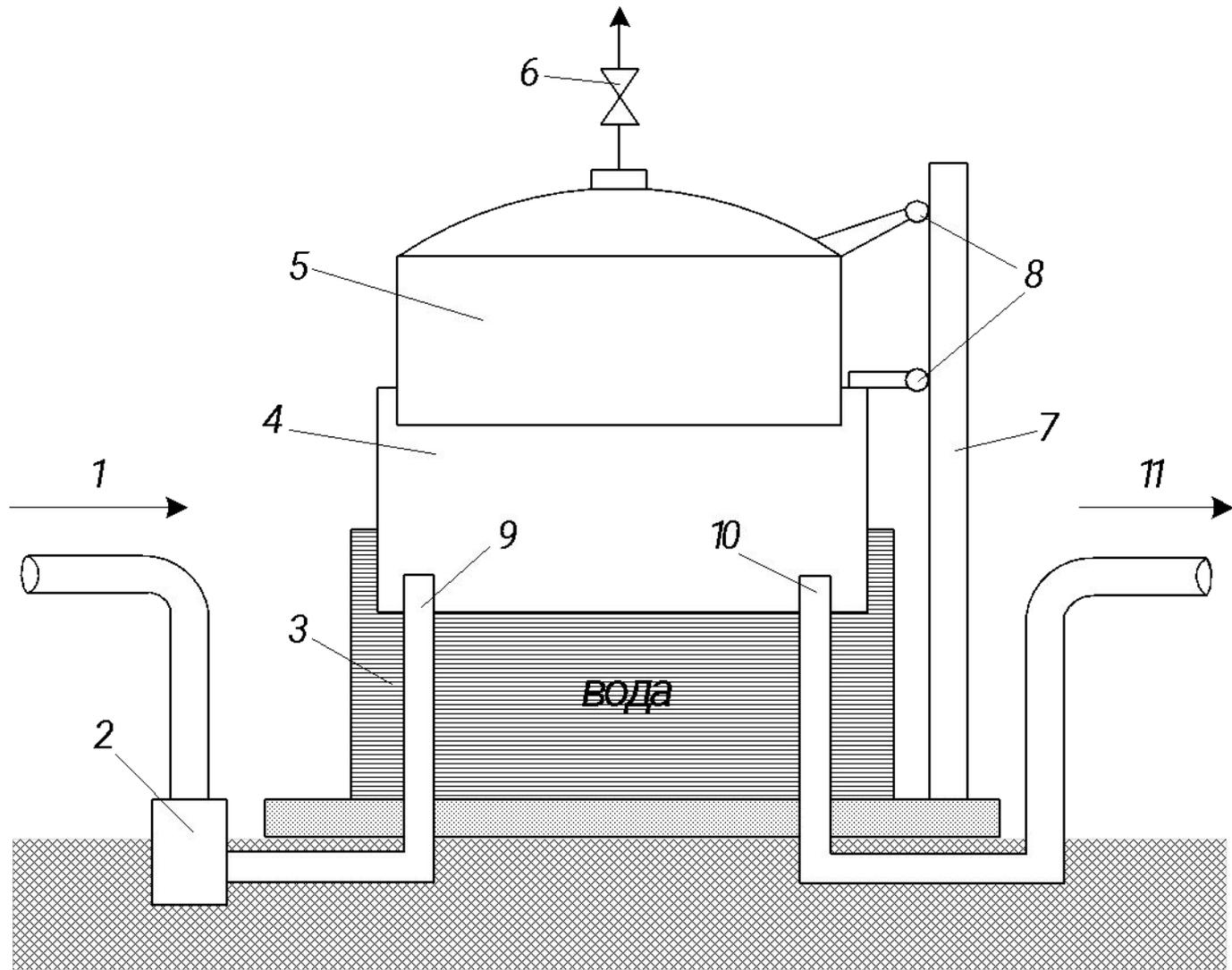


Рис. 1.7. Схема мокрого газгольдера

цилиндрическом резервуаре **3** большего диаметра (с дном, но без крыши), заполненным водой. Вода обеспечивает герметизацию газового пространства внутри колокола. При заполнении газом пространства под колоколом, **колокол всплывает**, перемещаясь вертикально вверх по направляющей **7** под действием давления поступающего газа. Когда давление газа под колоколом уравнивается собственной массой колокола, **подъем прекращается**. При опорожнении колокол опускается вниз. Колокол является подвижным звеном газгольдера.

Собственная масса колокола
уравнивается давлением газа $1,5 \cdot 2,0 \text{ кПа}$

Для увеличения давления газа колокол догружают специальными грузами. Максимальная масса грузов должна быть такова, чтобы обеспечить давление газа под колоколом **5,0 кПа**. Газ поступает под колокол по трубопроводу **1** газового ввода через газовый стояк **9**. Забор газа из газгольдера осуществляют через газовый стояк **10** и газопровод **11**.

В зависимости от свойств хранимого газа газгольдер монтируют с трубой **6** для сброса избыточного количества газа в атмосферу либо без нее. Сброс газа осуществляется автоматически через клапан.

В зависимости от объема хранимого газа мокрые газгольдеры строят с одним (колокол) или несколькими (КОЛОКОЛ И ТЕЛЕСКОП) подвижными звеньями.

Телескоп 4 - вертикальный цилиндрический резервуар без дна и крыши, газовое пространство которого в рабочем положении герметизируется сверху колоколом, а снизу - водой наружного резервуара.

В сухом газгольдере (рис. 1.8)

отсутствует резервуар для воды, а переменный объем газов возникает при подъеме или опускании движущейся под давлением газов шайбы.

При другом типе сухого газгольдера с гибкой секцией, поднимается или опускается шайба, имеющая гибкую секцию из резиноканевого материала.

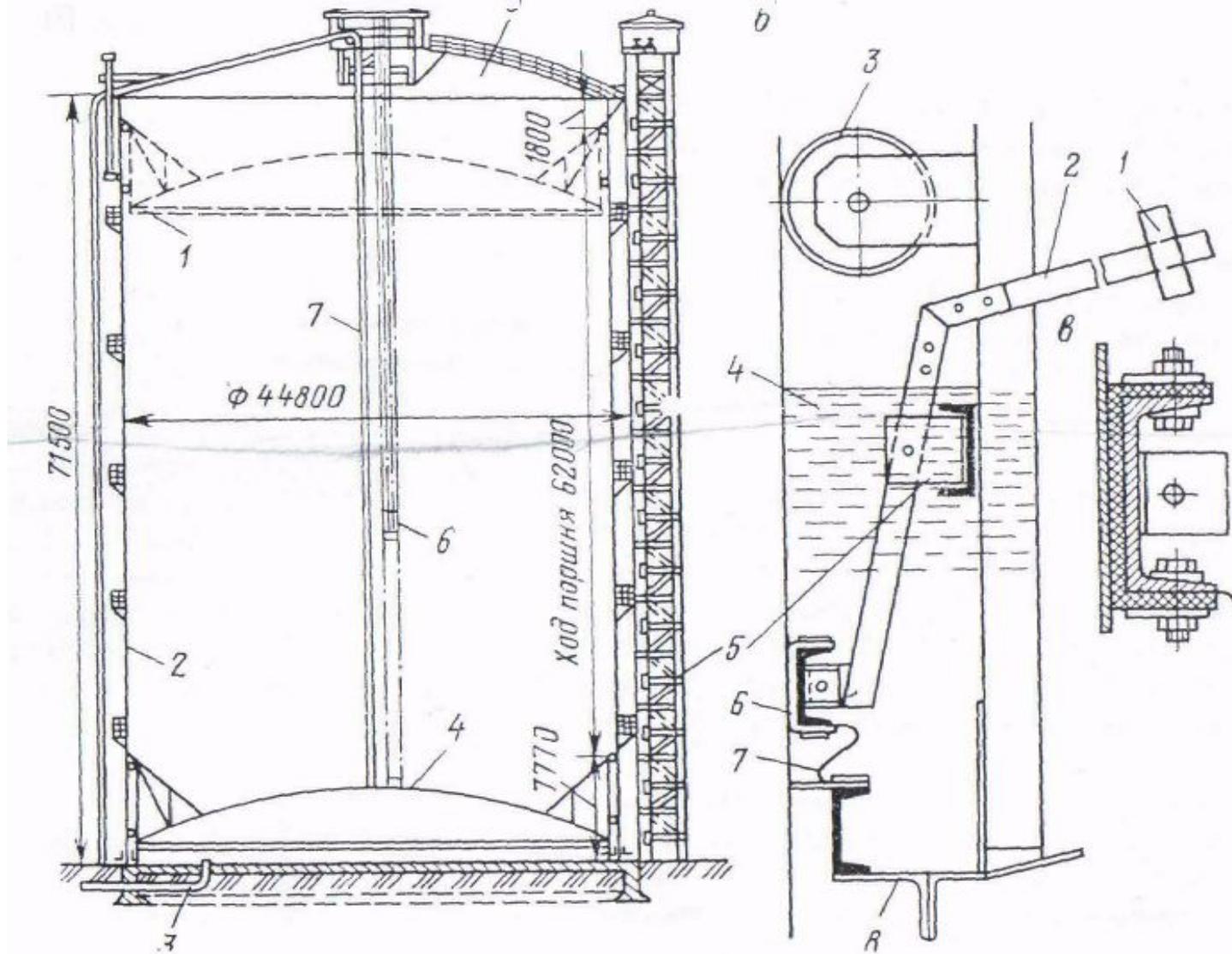


Рис. 1.8. Схема сухого цилиндрического газгольдера объемом 100 тыс.м

а — общие размеры.

б — поперечный разрез затвора с жидкостным уплотнением системы:

1 — шайба в верхнем положении;

2 — обшивка толщиной 5 мм; 3 — подвод газа; 4 — шайба на опорах; 5 — наружный

подъемник;

6 — подъемная клеть; 7 — цепная лестница;

8 — площадка фонаря.

в — деталь гидравлического затвора:

1 — противовес; 2 — рычаг;

3 — выравнивающий ролик;

4 — газгольдерное масло;

5 — опора рычага; 6 — фартук;

7 — прижимное эластичное кольцо;

8 — днище поршня

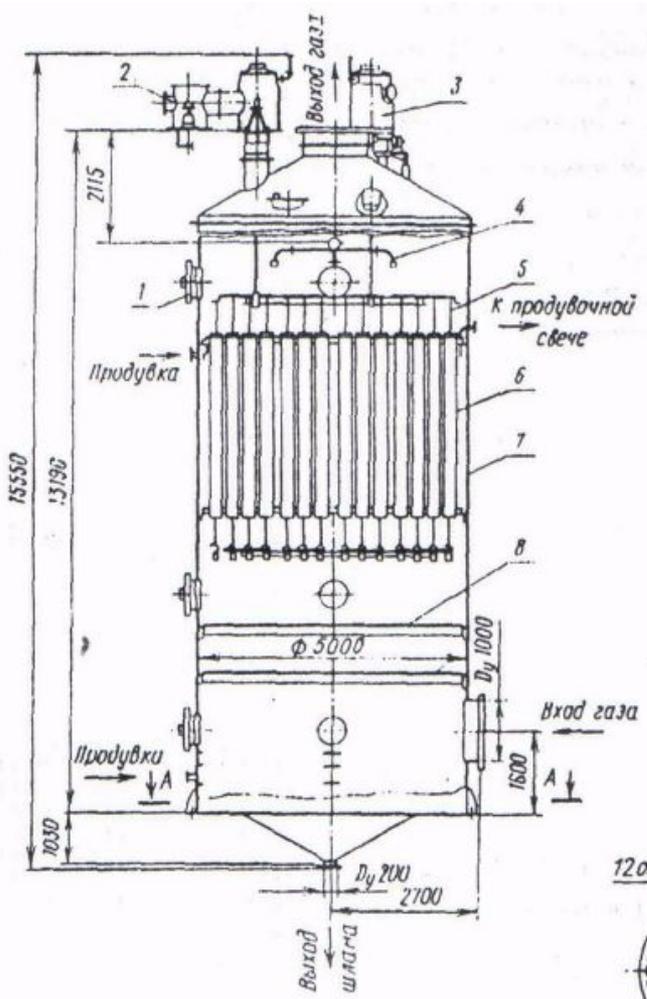
I юбка секция имеет форму конуса, изготавливается из прорезиненной ткани и герметически крепится верхним краем к стенке резервуара, а нижним краем — к шайбе. При подаче газа в газгольдер гибкая секция начинает подниматься вверх, поднимая за собой шайбу, которая служит для направления движения гибкой секцией без перекосов. Масса шайбы подбирается с таким расчетом, чтобы в газгольдере создавалось расчетное давление газа.

Эксплуатация сухих газгольдеров больших емкостей затруднена созданием уплотнительного затвора, по этому для расчета в дипломном проекте выбираем мокрый цилиндрический газгольдер.

1.7. Установка газоочистки

Собранный в газгольдере конвертерный газ поступает на установку газоочистки в количестве **120000м³/ч**. Содержание пыли в конвертерном газе, выходящем из газгольдера, составляет **80мг/м³**.

Предусмотренная очистка газа в электрофильтрах позволяет снизить содержание пыли до требуемого уровня – **10мг/м³**. К установке принимается три электрофильтра (ЭФ) типа **ПГ-8** с параллельным включением по очищаемому газу рис 1.9.



1 - люк обслуживания; 2 - защитная коробка для подвода тока; 3 - изоляторная коробка; 4 - коллектор периодической промывки электродов; 5 - коронирующий электрод; 6 - осадительный электрод; 7- корпус; 8 - газораспределительная решетка; 9 - дроссельный клапан.

Характеристики электрофильтра типа ПГ-8:

Производительность по очищаемому газу $43200\text{м}^3/\text{ч}$.

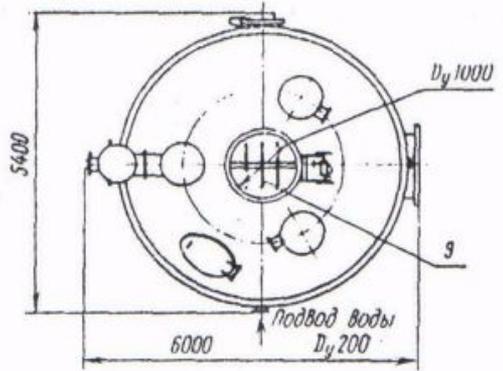
Активный объем 28м^3 .

Площадь активного сечения 8м^2 .

Активная длина поля $3,5\text{м}$.

Количество осадительных электродов 156.

Степень очистки 99% .



Электрофильтр - вертикальный однополюсный односекционный аппарат в стальном корпусе цилиндрической формы, предназначенный для очистки от пыли газов с температурой не более **50°C**, а также для применения в ряде других производств при аналогичных технологических процессах и параметрах.

Активная зона электрофильтра состоит из **осадительных электродов** (стальных цельнотянутых труб диаметром 273 мм) и **коронирующих электродов** из нихромовой проволоки диаметром 3 мм, подвешенных по осям осадительных труб.

Система коронирующих электродов

подвешивается к корпусу на тарельчатых фарфоровых изоляторах, размещенных в обогреваемых коробках, а токоподвод в ЭФ выполнен с помощью специальных проходных изоляторов. ЭФ типа ПГ снабжены коллектором с форсунками, размещенным над активной зоной.

Электроды периодически промываются водой, поступающей через форсунки из коллектора, расположенного над электродами. В ЭФ предусмотрена продувка инертным газом с целью удаления взрывоопасных газовых смесей из аппарата при пуске и остановке. Из бункера ЭФ накопленный шлак через гидрозатвор выводится в шламовую канализацию. ЭФ устанавливаются в отдельно

2. РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПО СХЕМЕ СБОРА КОНВЕРТЕРНОГО ГАЗА

2.1. Расчет конвертерного газа как топлива

Выполним расчет конвертерного газа как топлива. Теплоту сгорания газообразного топлива вычислим, пользуясь формулой смешения. Низшая теплота сгорания сухого газообразного топлива $Q_{\text{газ}}$, кДж/м³, вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{газ}} = 0,01 \times (Q_{\text{H}_2\text{S}} \times \text{H}_2\text{S} + Q_{\text{CO}} \times \text{CO} + Q_{\text{H}_2} \times \text{H}_2 + C_{\text{M}} \text{H}_{\text{N}} \text{M N})$$

где $Q_{\text{CO}} = 12636$ кДж/м³ а средний состав отбираемого газа составит: 66-70% CO; 22-23% CO₂; 2-3% N₂; <2% O₂ и 4-5% H₂O.

Теплота сгорания конвертерного газа:

$$Q_{\text{CO}} = 0,01 \times (Q_{\text{CO}} \times \text{CO}) = 0,01 \times (3018 \times 70) = 8847$$

м³/плавку, который можно использовать в качестве топлива. По расчетам теплота сгорания газа указанной концентрации составит 8847 кДж/м³, значит, конвертерный газ может использоваться в качестве топлива.

Строим временной график поступления СО на основе производственной возможности цеха выплавки стали конвертерного производства. График представлен на рис. 2.1.

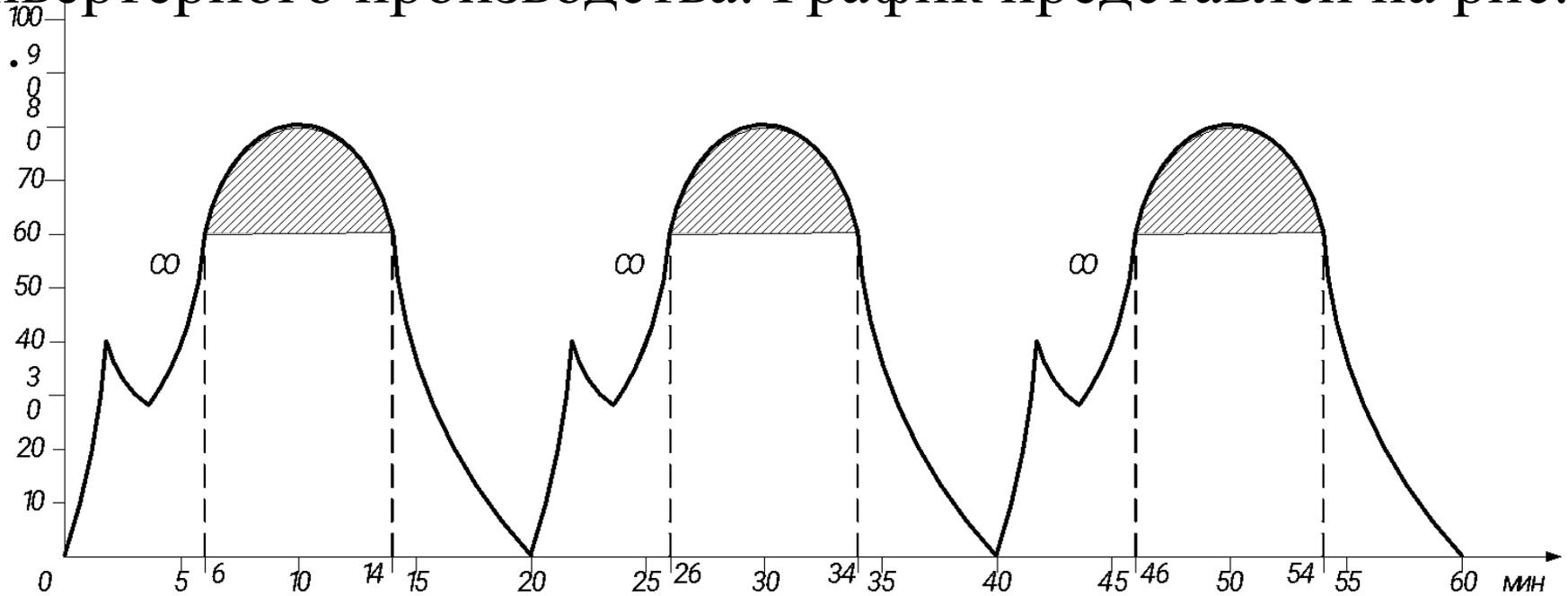


Рис.2.1. Временной график поступления газа по содержанию СО%

На основании среднего часового расхода рассчитываем необходимую емкость газгольдера по предложенной методике.

В системе координат «время» — «количество продуктов» проводятся линии расхода газа, соответствующие средней производительности и поступлению газа в зависимости от производства.

График на рисунке 2.2 строится для нахождения максимальной полезной емкости газгольдера.

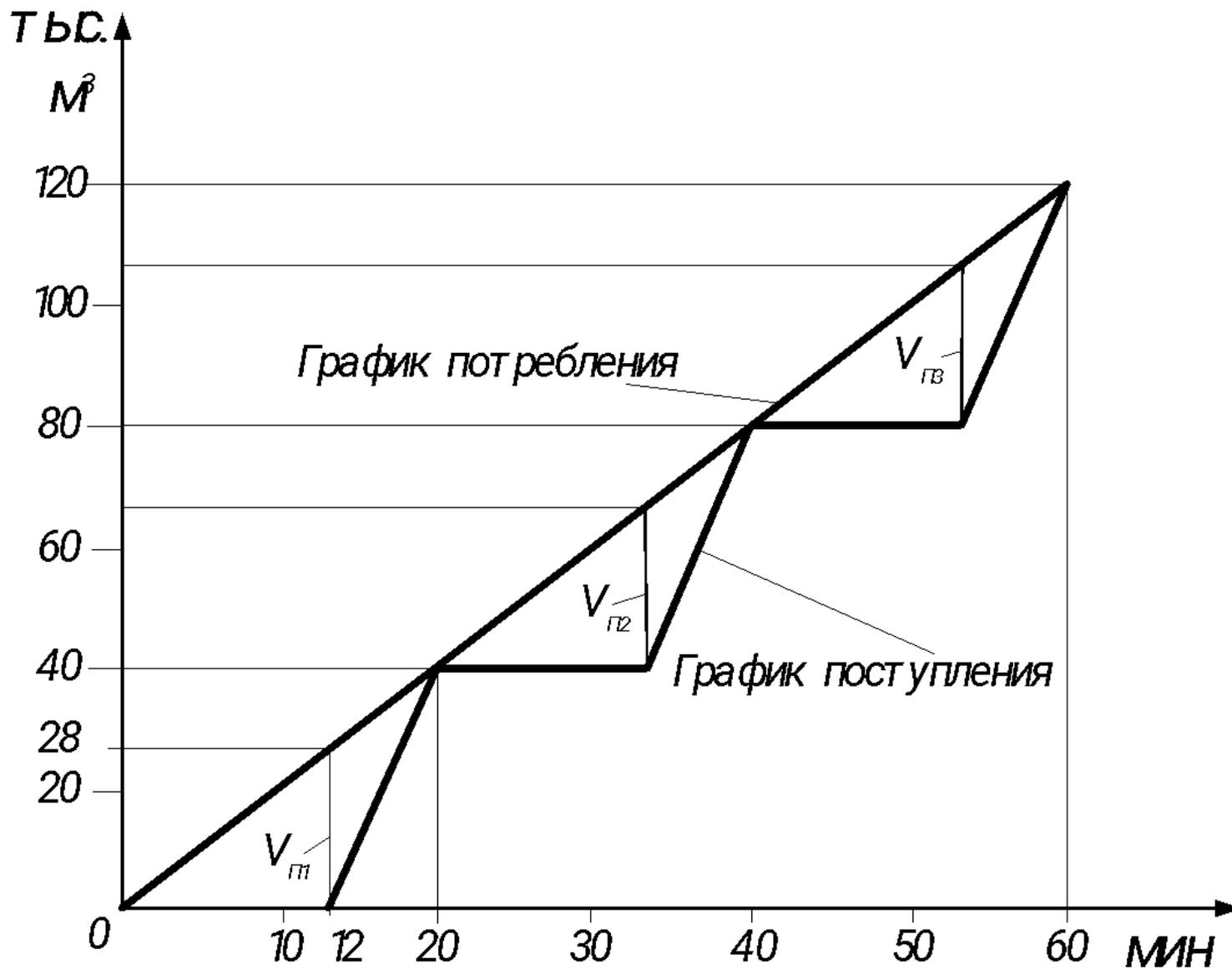


Рис.2.2. Временной график поступления газа по содержанию CO

Сумма максимальных разностей ординат $\Delta V_{\text{п}}$ между графиком потребления и графиком поступления покажет расчетную необходимую полезную емкость газгольдера $V_{\text{газ}}$ из рис. 2.2.

$$\Delta V_{\text{п}} = \sum \frac{V_{\text{час}} \times t_{\text{пл}}}{60}$$

$$\boxtimes M_{\text{п1}} = \boxtimes V_{\text{п2}} = \boxtimes V_{\text{п3}} = \frac{120000 \times 14}{60} = 28000 \quad \text{З}$$

Находим расчетную необходимую полезную емкость газгольдера $V_{\text{газ}}$:

$$M_{\text{газ}} = \boxtimes V_{\text{п1}} + \boxtimes V_{\text{п2}} + \boxtimes V_{\text{п3}} = 84000 \quad \text{З}.$$

Необходимо учитывать, что подача газа может быть смещена по времени, поэтому отношение полезной емкости к емкости одного цикла должно быть не менее 2 при условии, что работают 3 конвертера.

$$\frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{цикл}}} = \frac{84000}{40000} = 2,1 ,$$

т.е. данное условие выполняется.

Рекомендуется полученное значение необходимой полезной емкости газгольдера увеличить на 10%.

$$V_{\text{газгольдер}} = V_{\text{газ}} + (V_{\text{газ}} \times 0,1) ,$$

$$M_{\text{газгольдер}} = 84000 + (84000 \times 0,1) = 92400 \text{ }^3 .$$

Выбираем проектное исполнение газгольдера емкостью **100000 м³**. Безопасная эксплуатация предусматривает использование емкости газгольдера в пределах 50-75%, что обусловлено неравномерным поступлением и потреблением.

Неравномерное поступление газа может произойти при возникновении аварийной ситуации или остановке производства. Построим график неравномерности поступления (рис. произведем проверку выбранной емкости газгольдера).

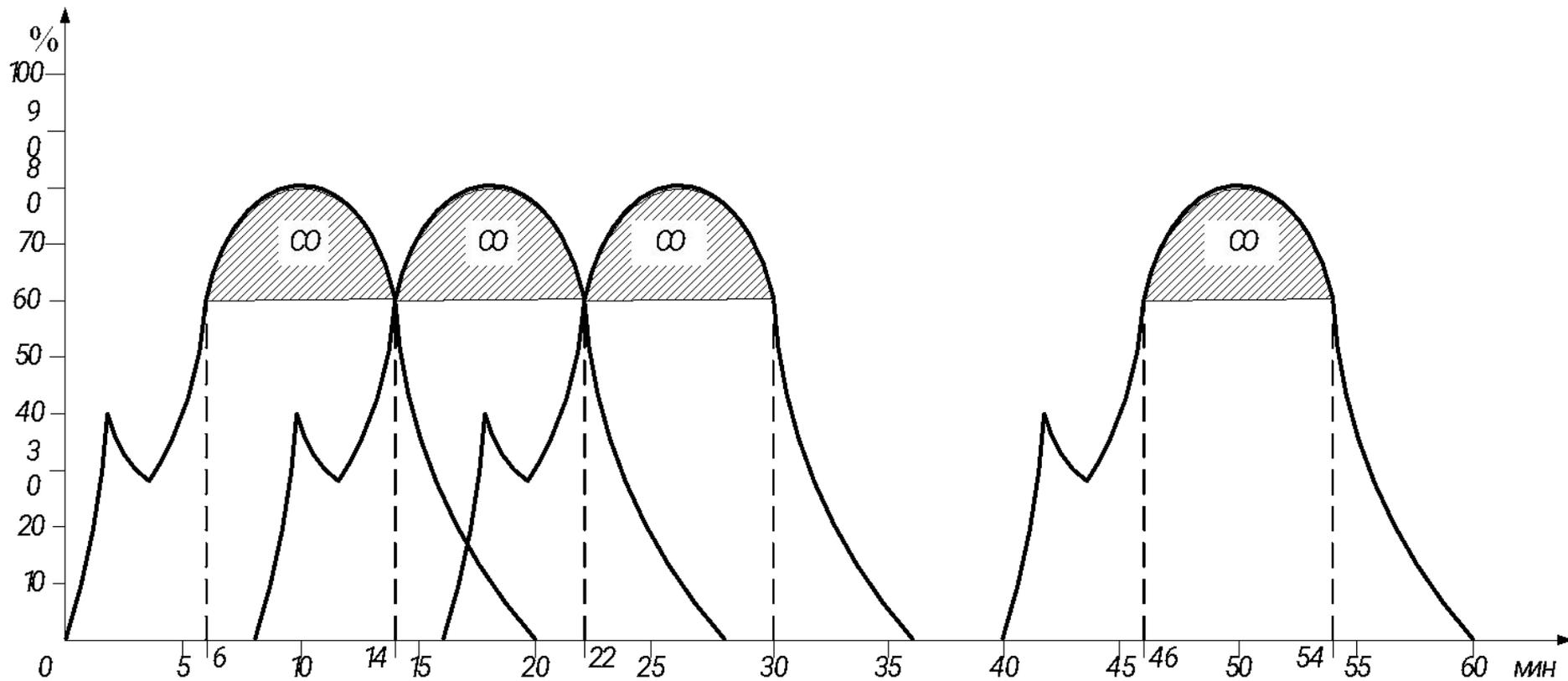


Рис. 2.3. График неравномерного поступления газа

Согласно графику определяем объём V_B возможной неравномерной подачи газа:

$$V_B = 4 \times V_{\text{пл}},$$

$$160000 = 160000 \quad 3.$$

Определяем возможность заполнения емкости газгольдера при неравномерной подаче газа и равномерном его отборе:

$$V_B - 4 t_{\text{пл}} V_{\text{пл}} < V_{\text{газгольдера}},$$

$$160000 - (32 \cdot 2000) = 96000 \text{ м}^3.$$

Условие выполняется.

Учитываем, что в течение **1 часа** отбор газа **28 минут** происходит без его подачи в газгольдер, т.е. в газгольдере останется газ в количестве $V_{\text{ост}}$, м^3 :

$$V_{\text{ост}} = 96000 - (28 \cdot 2000) = 40000 \text{ м}^3.$$

Рассмотренная ситуация (хотя и возможна крайне редко) показывает на то, что емкость газгольдера выбрана правильно, а количество газа $V_{\text{ост}}$, оставшегося в газгольдере, показывает на то, что в подобных ситуациях необходимый запас хранимого газа $V_{\text{зап}}$ в газгольдере не должен превышать $V_{\text{ост}}$. В предлагаемой схеме сбора предусмотрена установка газгольдера переменного объема, включающего цилиндрический резервуар с водой и плавающий колокол (цилиндр со сферической крышей).

При изменении количества подаваемого газа **объем газгольдера изменяется в результате подъема или опускания плавающего колокола.**

Максимальный объем газгольдера должен обеспечить прием выделяющихся за время продувки газов с учетом их количества, непрерывно отводимого газоповысительной станцией.

Выбранный рабочий объем газгольдера, равный **100 000 м³**, обеспечивает постоянный аккумулирующий режим. Типовые проекты газгольдеров заканчиваются градацией **30000м³**.

Газгольдеры больших емкостей, чем принято в типовых проектах, строятся по индивидуальным проектам.

Для определения генеральных геометрических размеров газгольдеров не существует готовых формул.

Определить, ориентировочные размеры
можно, зная полезную емкость
газгольдера, по оптимальному отношению диаметра и полной высоты газгольдера. Для мокрых газгольдеров это соотношение колеблется от 0,8 до 1,3.

По формуле для нахождения объема цилиндрического тела определяем размеры высоты и ширины газгольдера выбранной емкости:

$$M = \frac{\pi D_k^2}{4} \times H, \quad 3,$$

где D_k – диаметр колокола газгольдера,

H – высота колокола газгольдера.

Результатом технического решения является возможность выбора высоты от 40 до 60 метров, диаметра от 45 до 55 метров.

Газгольдер позволяет сглаживать неравномерность поступления конвертерного газа, а также усреднять химический состав и стабилизировать теплоту сгорания газа.

Кроме того, в газгольдере происходит частичное оседание пыли.

Собранный в газгольдере конвертерный газ поступает в фильтр для дальнейшей очистки и после по газопроводу транспортируется к потребителю.

Для выбора нагнетателя, способного транспортировать КГ от конвертерного производства до газопровода ДГ, выполним аэродинамический расчет предлагаемой трассы. Предлагаемая схема транспортировки КГ включает участки:

- 1 – 2: конвертер – газгольдер (длина 1000м);
- 2 – 3: газгольдер – газоочистка (длина 100м);
- 3 – 4: газоочистка – повысительное отделение (длина 100м);
- 4 – 5: повысительное отделение – потребитель (длина 3900м).

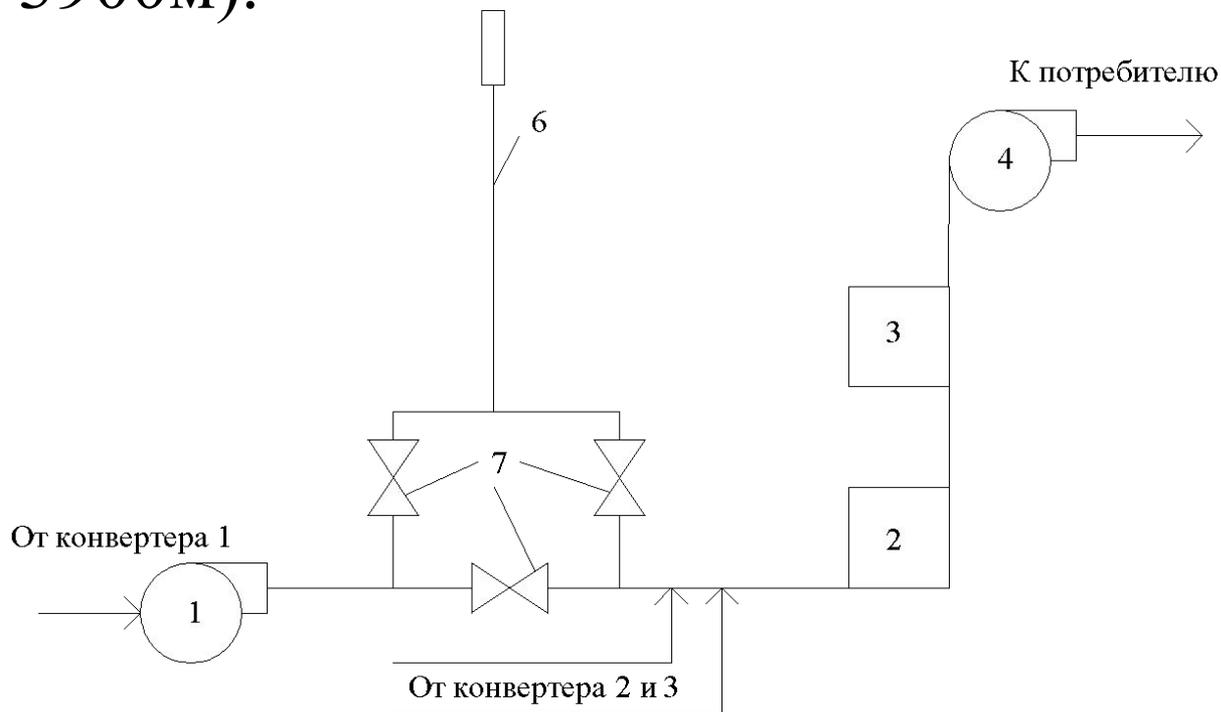
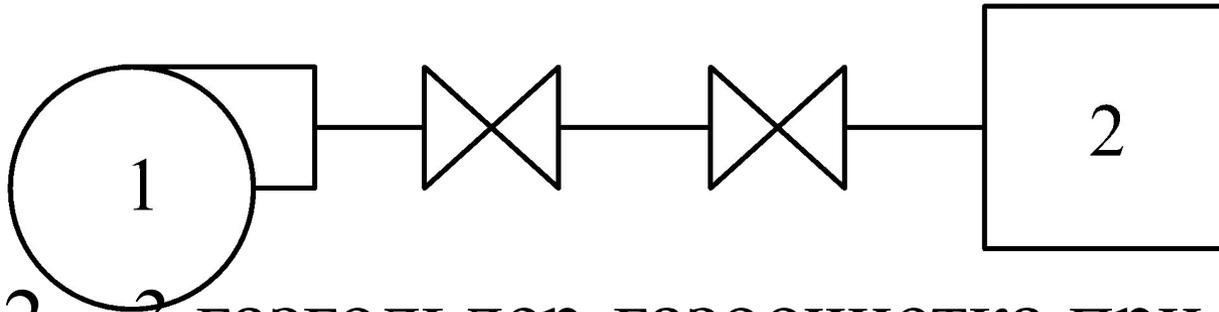


Схема транспортировки КГ: 1 – главный дымосос; 2 – газгольдер; 3 – газоочистка; 4 – газоповысительная станция; 5 – газопровод ДГ; 6 – свеча дожигания; 7 – система клапанов.

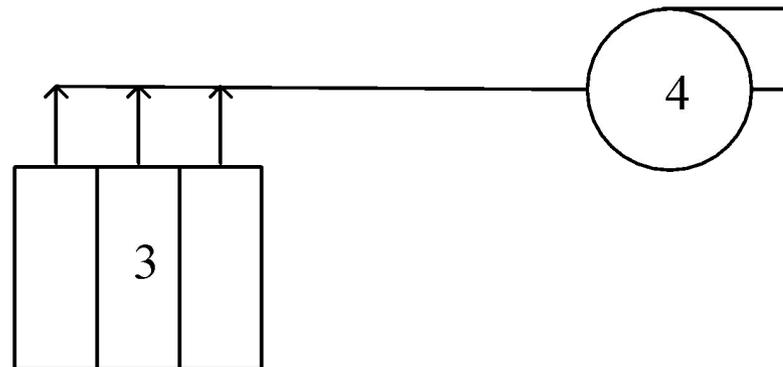
Расчет участка 1 - 2 конвертер - газгольдер (длина 1000м).

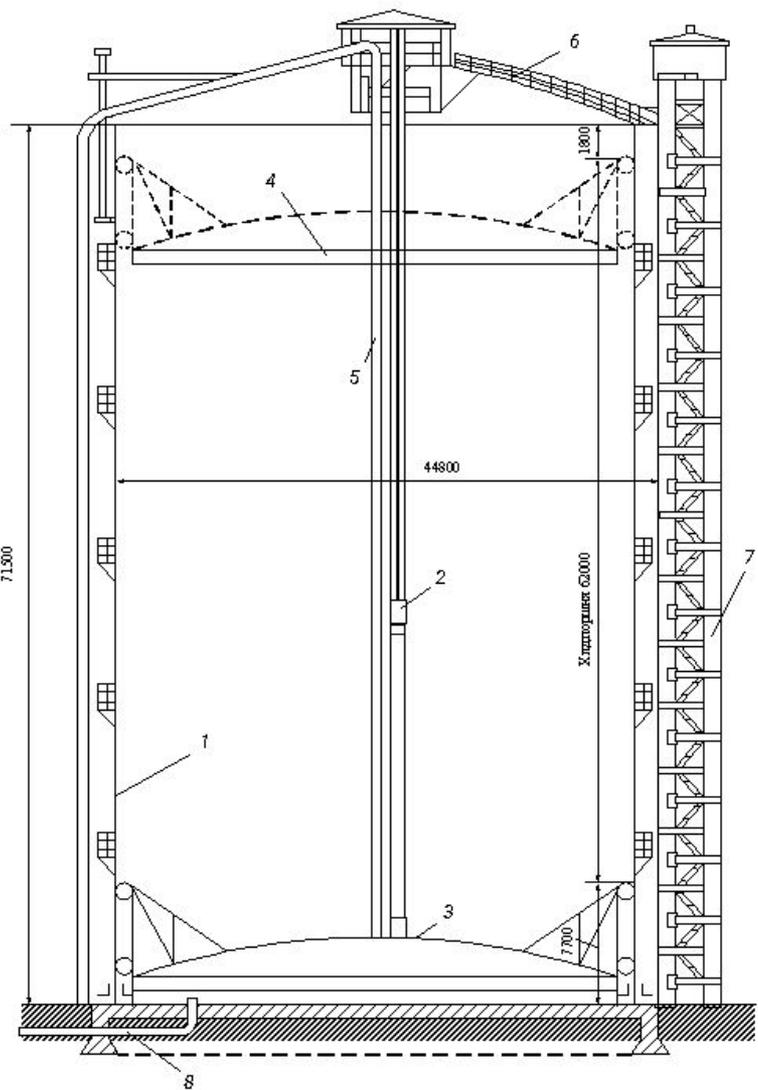


Участок 2 – 3 газгольдер-газоочистка при длине 100 м.

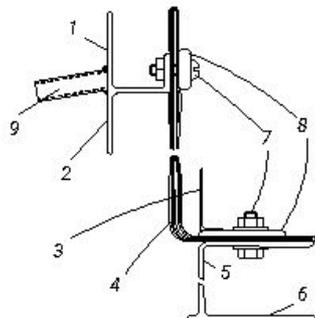


Участок 3 – 4 газоочистка-газоповысительная станция при длине 100м.

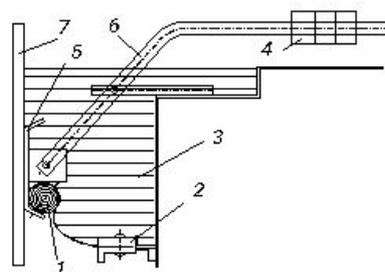




Узел крепления гибкой секции



Поперечный разрез затвора специального уплотнения многогранного сухого газгольдера.



№	Название позиции
Сухой цилиндрический газгольдер	
1	Обшивка корпуса
2	Подъемная клетка
3	Шайба на опорах
4	Шайба в верхнем положении
5	Целная лестница
6	Головка фонаря
7	Наружный подъемник
8	Подвод газа
Узел крепления гибкой секции	
1	Резервуар
2	Уголок крепления к стенке резервуара
3	Защитная стенка
4	Гибкая секция
5	Уголок крепления к шайбе
6	Днище шайбы
7	Стяжной болт
8	Грижимная планка
9	Штуцер для спуска конденсата
Поперечный разрез затвора газгольдера	
1	Прижимной брусок
2	Крепление фартука
3	Газгольдерное масло
4	Гротивовес
5	Прижимной лист
6	Рычаг
7	Корпус газгольдера

		ЧГУ. З.Д.П. 140.104.00.00-4			
ИЗМ.	КОЛ.	ВЕС.	КОЛ.	КОЛ.	КОЛ.
1	1	1	1	1	1
				Объем	Масса
				л	кг
				Объем	Масса
				л	кг
				Объем	Масса
				л	кг

2. В схемах с аккумуляторами теплоты (АТ) в период продувки конвертера газ сжигается в одном из АТ регенеративного типа и нагревает находящуюся в нем керамическую насадку (рис. 7.3).

В последующий цикл (циклом называют период времени между началом продувки каждого из конвертеров. При двух последовательно работающих конвертерах длительность цикла составляет обычно 35—45 мин) на нагрев переводится второй АТ, а в первом нагревается воздух или другой газ, идущий затем к потребителям теплоты.

Такой последовательной работой АТ достигается то, что, несмотря на периодическое поступление газа из конвертерного цеха, отдача теплоты аккумулирующей установкой идет равномерно.

Равномерно получаемый от АТ горячий воздух может быть использован для выработки пара в КУ и для других целей (подогрева шихты, например).

Недостатком схемы с АТ является то, что, как было показано ранее, пар от УУ даже производственных параметров далеко не всегда может быть эффективно использован.

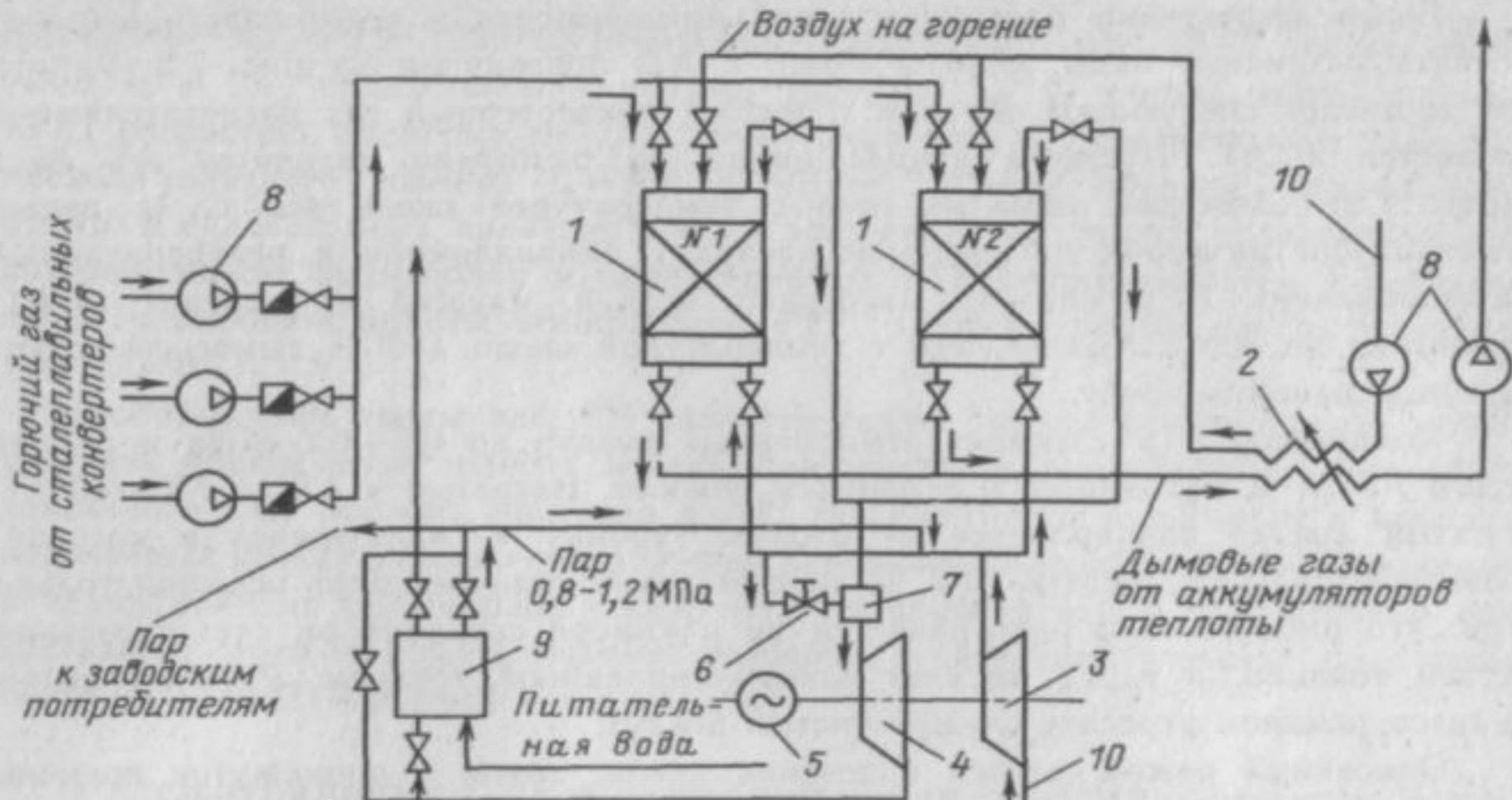


Рис. 7.3. Схема использования газов конвертеров с аккумуляцией теплоты сгорания в газотурбинной установке:

1 - АТ; 2 - подогреватель воздуха; 3 - компрессор; 4 - газовая турбина; 5 - электрогенератор; 6 - регулятор температуры; 7 - смеситель; 8 - дымососы и вентиляторы; 9 - КУ; 10 - воздухозаборное устройство

Более эффективна благодаря своей автономности и возможности вырабатывать различные виды энергии схема с АТ, показанная на рис. 7.3 (полная схема)

Работа ее протекает следующим образом. Конвертерный газ нагнетателями δ подается к АТ. **Пусть в начале цикла на разогреве находится АТ № 1 (для определенности).** Дымовые газы из **АТ № 1** с температурой около **450°C** (с целью уменьшения размеров нагреваемой насадки) направляются в рекуперативный теплообменник 2, в котором нагревают воздух, идущий на горение в АТ, примерно до **300°C** , после чего с температурой около **150°C** дымососом отводятся в дымовую трубу.

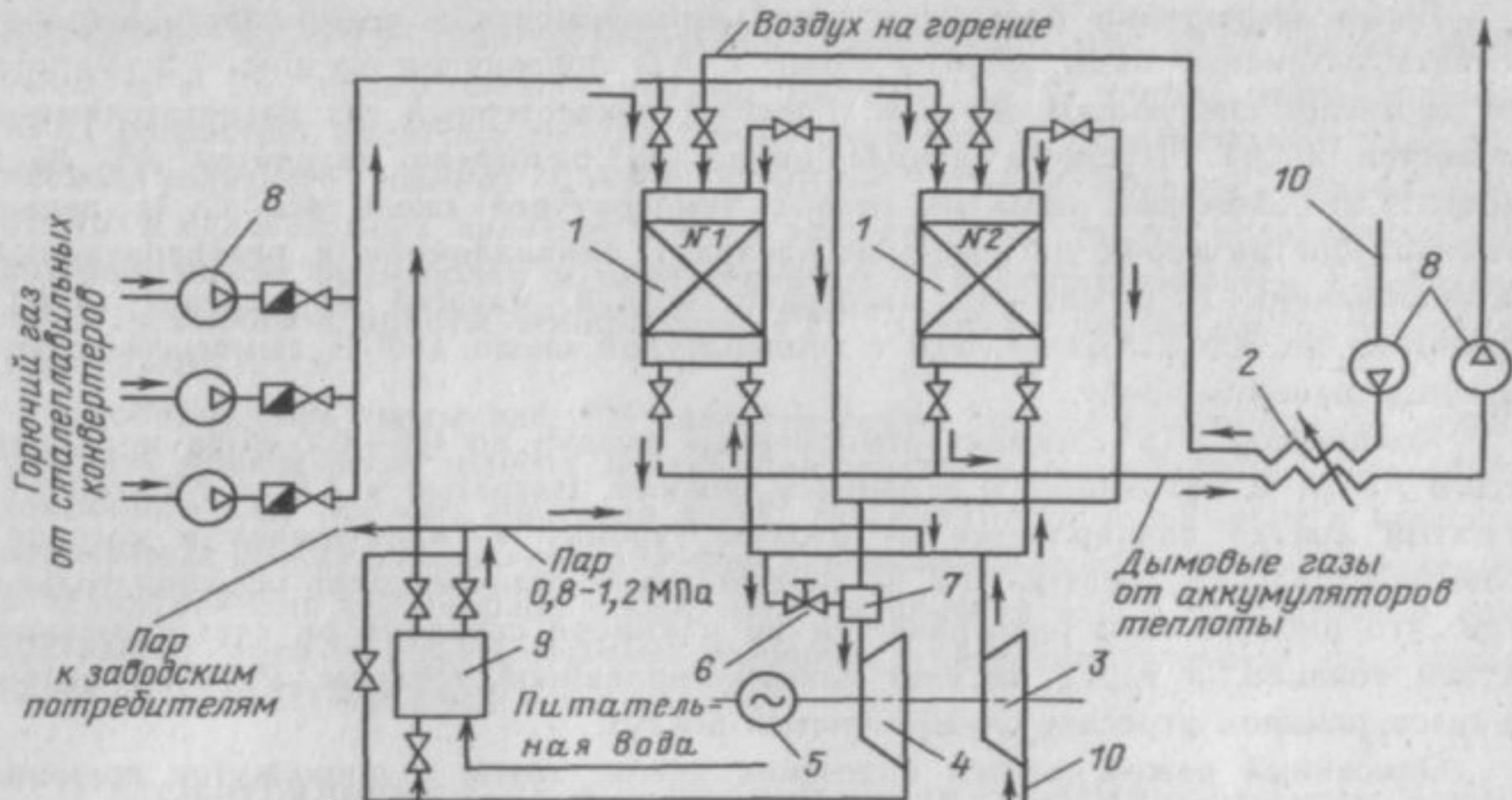


Рис. 7.3. Схема использования газов конвертеров с аккумуляцией теплоты сгорания в газотурбинной установке:

1 - АТ; 2 - подогреватель воздуха; 3 - компрессор; 4 - газовая турбина; 5 - электрогенератор; 6 - регулятор температуры; 7 - смеситель; 8 - дымососы и вентиляторы; 9 - КУ; 10 - воздухозаборное устройство

Компрессор 3 ГТУ сжимает атмосферный воздух до 0,6-0,7 МПа и подает его в АТ № 2, находящийся в рабочем режиме.

Нагретый в АТ до 750-800°С сжатый воздух направляется в газовую турбину 4, расширяясь в которой, совершает работу.

Работа ГТУ по данной схеме **отличается от обычной только тем, что рабочее тело подогревается не в камере сгорания за счет сжигания в ней топлива, а в АТ за счет аккумулятивной теплоты.** Рабочим телом в ГТУ служит чистый воздух.

Описанный режим длится в течение цикла, затем в промежуток времени между продувками конвертеров № 1 и № 2, когда нет поступления конвертерного газа, производится **перекидка** переключения АТ на другие режимы, например **№ 2 - на разогрев, а № 1 - на подогрев силового воздуха ГТУ.**

(Режимы работы АТ в рассматриваемой схеме аналогичны режимам работы доменных воздухонагревателей (ДВ). Аналогична ДВ и конструкция АТ).

За время работы АТ на рабочем режиме температура подогрева сжатого воздуха в нем постепенно **снижается из-за снижения** температуры насадки.

Поддержание температуры воздуха перед турбиной на требующемся уровне производится путем подмешивания холодного воздуха после компрессора к потоку воздуха, подаваемого от АТ в смеситель.

(Аналогично поддерживается постоянство температуры доменного дутья с помощью соответствующей

составляет около **440 °С**, и их целесообразно использовать в КУ на выработку пара давлением 0,8-1,2 МПа.

Летом, осенью и весной пар от КУ целесообразно подавать в линию сжатого воздуха после компрессора. Нагреваясь в АТ до той же температуры, что и воздух (750-800° С), пар, расширяясь в турбине, совершает работу.

На повышение давления пара мощность компрессора не затрачивается (в обычных ГТУ на компрессор затрачивается около 65% мощности турбины), поэтому **полезная работа 1 кг пара в турбине в несколько раз больше полезной работы 1 кг воздуха**

Описанное подмешивание пара к силовому воздуху **повышает электрическую мощность** ГТУ (например, летом **на 25-30%**).

Повышается и энергетическая эффективность установки, так как в АТ затрачивается теплота только на перегрев насыщенного пара от КУ до температуры перед газовой турбиной $t_{н.т.}$. Так, при перегреве насыщенного пара давлением **0,8 МПа** до $t_{н.т.} = 750$ °С удельный расход теплоты $q_{п}$ составит **1275 кДж/кг**.

Расширяясь до давления **0,11 МПа** в газовой турбине при ее внутреннем относительном КПД, равном **0,85**, пар совершает работу **$l'' = 620$ кДж/кг.**

Видимый КПД силового процесса при электромеханическом КПД **$\eta_{э.м.} = 0,95$** составляет **$\eta_{э.в.} = 0,95 \cdot (620/1275) = 0,463$.**

Выхлопной пар ГТУ отдает часть теплоты в КУ, охлаждаясь в нем до **150-200° С.**

С учетом этого видимый КПД возрастает ~ до **0,52.** Этому значению $\eta_{э.в.}$ соответствует удельный расход условного топлива **$l_{э} = 236$ г/(кВт·ч).**

Таким образом, подача пара от КУ в силовой цикл является весьма эффективной.

подан в цикл серийных ГТУ, ограничивается
в основном зоной устойчивой работы
компрессора ГТУ, а также рядом других
факторов.

Достоинством схемы рис. 7.3 является и то,
что в этом случае **можно исключить**
сброс в атмосферу не сгоревшего
токсичного СО, так как в АТ газ сжигается
и догорает в каналах, образуемых
раскаленными огнеупорными кирпичами
(эксперименты показали, что в таких каналах
СО сгорает, даже если содержание его в
конвертерном газе составляет всего 1-5%. В
обычных условиях, в частности, в свечах газ
с таким содержанием СО является

называемых автономных УУ, которые не
включаются в балансы ЭР по ТЭС ПП и дают
энергетическую продукцию (в данном случае
ЭЭ). Возможность создания автономных УУ
должна учитываться при построении ТЭС
ПП.

Для оценки технических и экономических
показателей установок, выбора оборудования
и режимов его работы **необходимо**
рассчитывать работу установки не только на
номинальном, но и на других режимах при
изменении влияющих факторов. Рассмотрим
работу схемы (рис. 7.3) в реальных условиях,
в которых она должна работать с учетом
режимных характеристик используемого
оборудования

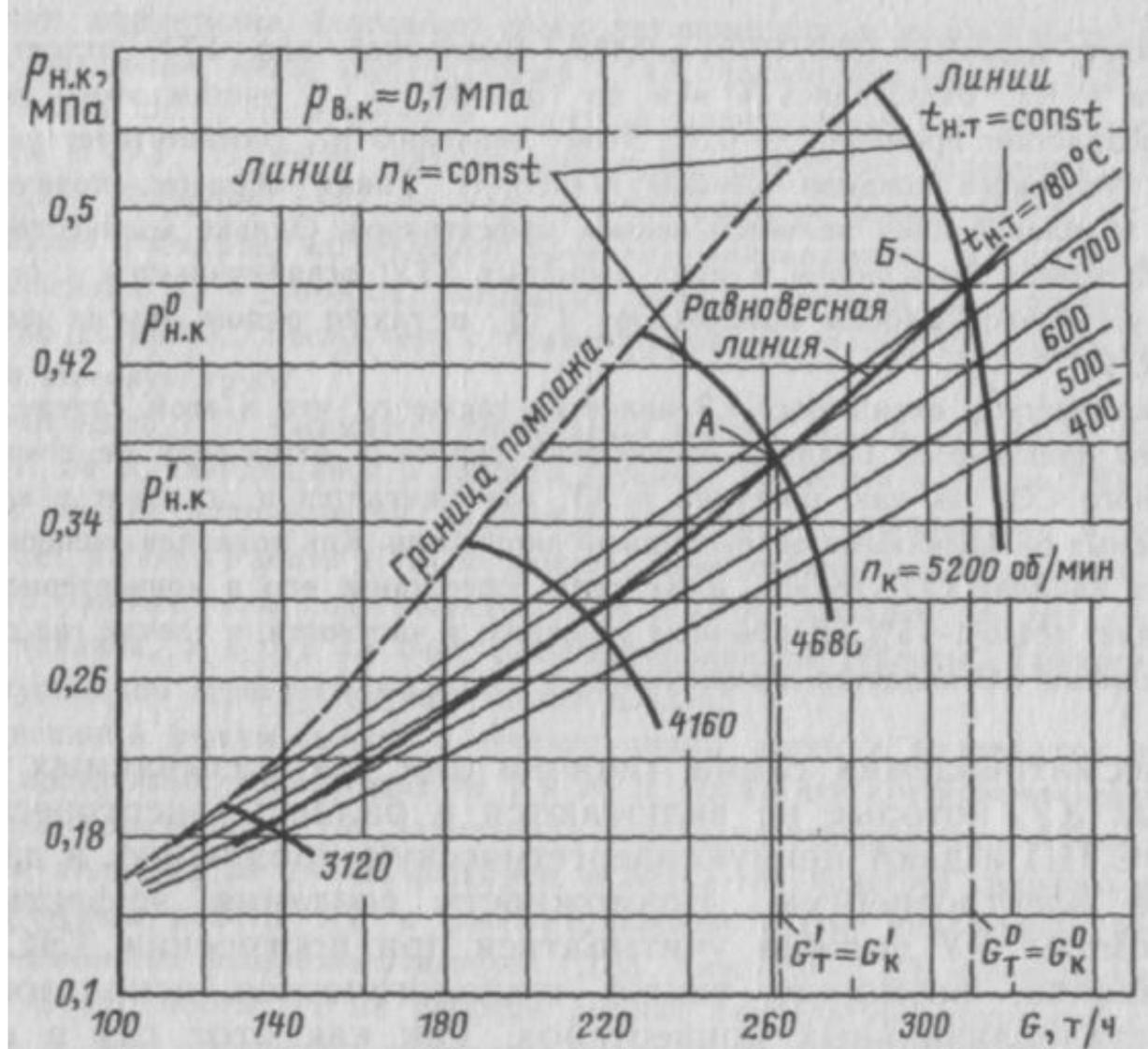


Рис. 7.4. Характеристика совместной работы турбины и компрессора ГТУ

Работа ТК на одном валу с газовой турбиной определяется характеристикой их совместной работы (рис. 7.4).

Характеристики ТК сильно зависят от температуры наружного воздуха $t_{\text{в.к}}$. Чем ниже $t_{\text{в.к}}$, тем линии $n = \text{const}$ располагаются правее и выше. Линии же постоянной температуры газа перед турбиной $t_{\text{н.т}} = \text{const}$ относящиеся к ГТУ, от температуры наружного воздуха ($t_{\text{в.к}}$) не зависят. Поэтому летом массовый расход воздуха через ГТУ значительно меньше, чем зимой при тех же $t_{\text{н.т}}$ и n .

Например, если по рис. 7.4, построенному для $t_{\text{н.т}} = +10 \text{ }^\circ\text{C}$ при $n = 4680 \text{ об/мин}$ и $t_{\text{в.к}} = 700 \text{ }^\circ\text{C}$ (точка A), расход составлял 263 т/ч , а давление на нагнетании компрессора $p_{\text{н.к}} = 0,368 \text{ МПа}$, то при $t_{\text{в.к}} = -20^\circ \text{ C}$ и тех же $t_{\text{н.т}}$ и n (точка B), расход составит $G_{\text{Т}} = 330 \text{ т/ч}$, а $p_{\text{н.к}} = 0,465 \text{ МПа}$. Так как отношение давлений в компрессоре и турбине возросло, то увеличится удельная работа газа в турбине $l_{\text{Т}}$ и мощность агрегата составит

$$N_{\text{э}} = G_{\text{Т}} (l_{\text{Т}} - l_{\text{К}})$$

где $G_{\text{Т}}$ - массовый расход рабочего тела.

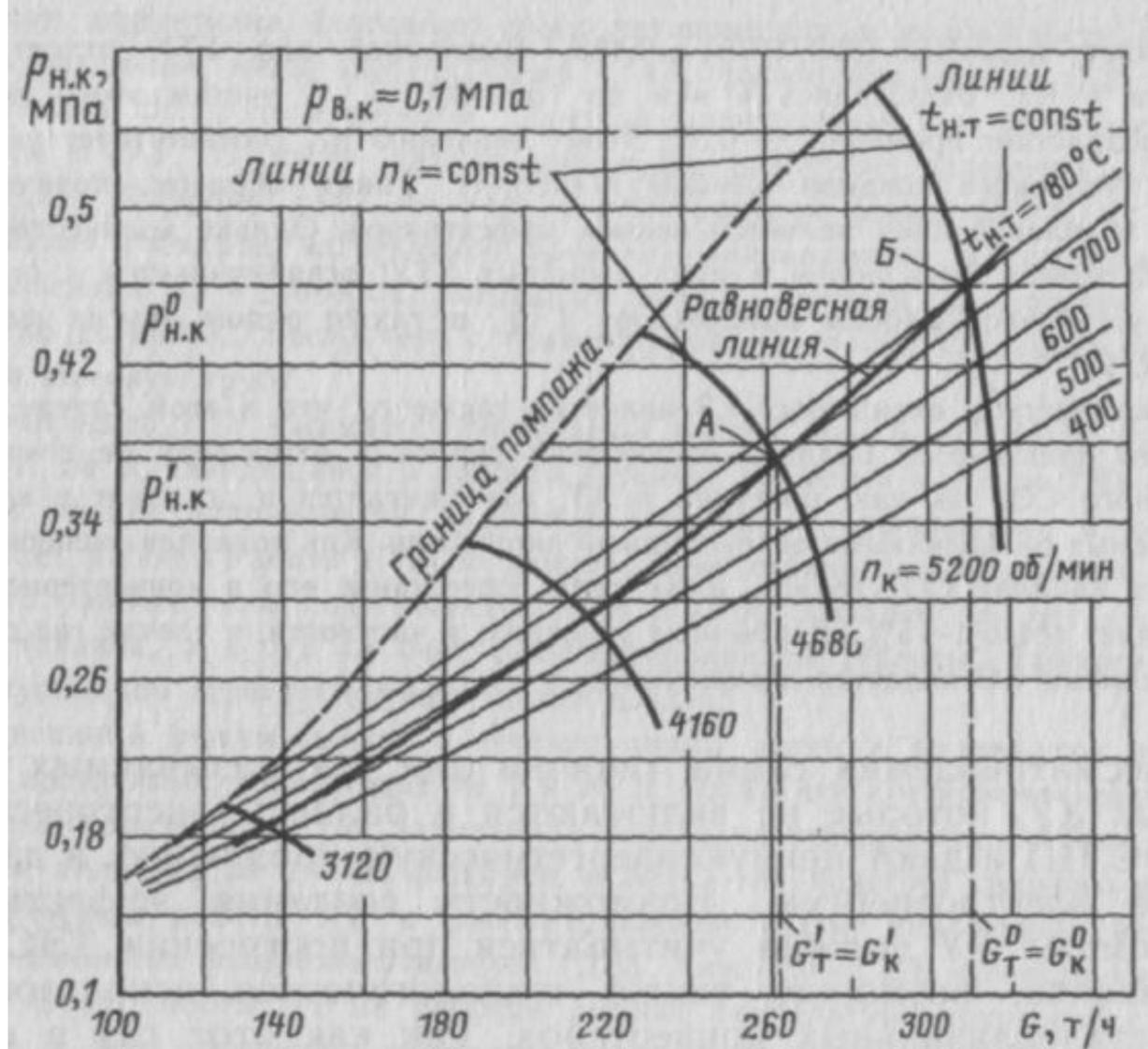


Рис. 7.4. Характеристика совместной работы турбины и компрессора ГТУ

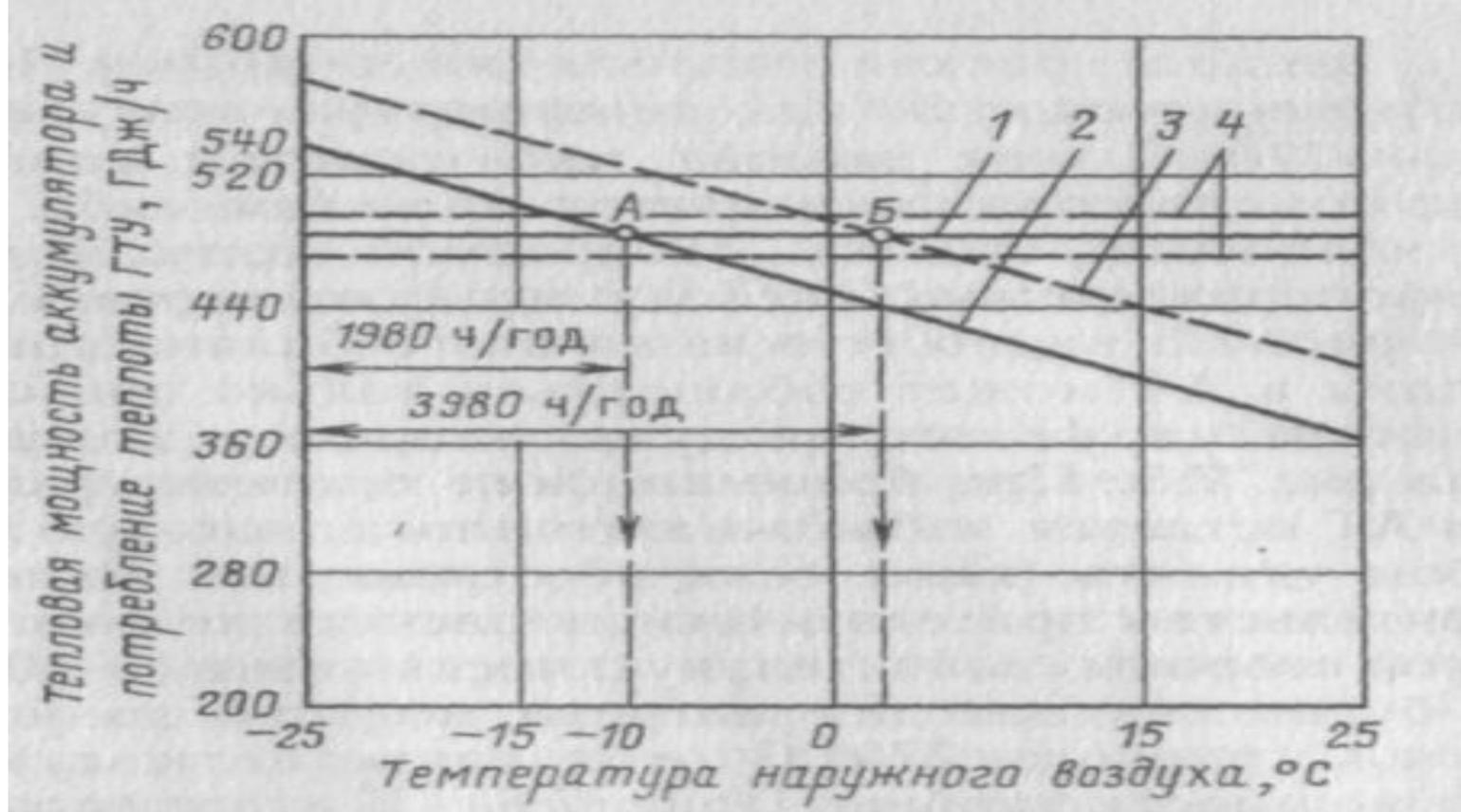


Рис. 7.5. График совместной работы аккумуляторов теплоты (АТ) и ГТУ:

1 - средняя тепловая мощность АТ; 2 - потребление теплоты ГТУ без подачи пара от КУ; 3 - то же при подаче пара от КУ; 4 - возможные отклонения приходов теплоты от АТ

Количество аккумулируемой теплоты сгорания конвертерного газа (линия 1, рис. 7.5) с возможными колебаниями (линия 4) практически не зависит от температуры наружного воздуха.

С другой стороны, количество теплоты, которое может забрать сжатый воздух от ГТУ в АТ, сильно зависит от температуры наружного воздуха (линия 2).

Объясняется это тем, что удельный расход теплоты на подогрев 1 кг воздуха почти не изменяется, так как температура воздуха перед турбиной $t_{н.т} = 700^{\circ} \text{C}$ как зимой, так и летом, а температура воздуха за компрессором изменяется мало.

Следовательно, количество теплоты, отбираемой воздухом от АТ, практически пропорционально расходу воздуха через ГТУ летом и зимой.

Из рис. 7.5 видно, что из-за этого **баланс** **прихода и расхода теплоты в АТ** может **соблюдаться только при одной какой-то температуре наружного воздуха**, например, соответствующей точке *A* на рис. 7.5.

При более высоких температурах наружного воздуха в АТ остается избыточная теплота, которую надо каким-то способом удалять, даже если не стремиться ее использовать. Это обстоятельство при статическом расчете не выявляется.

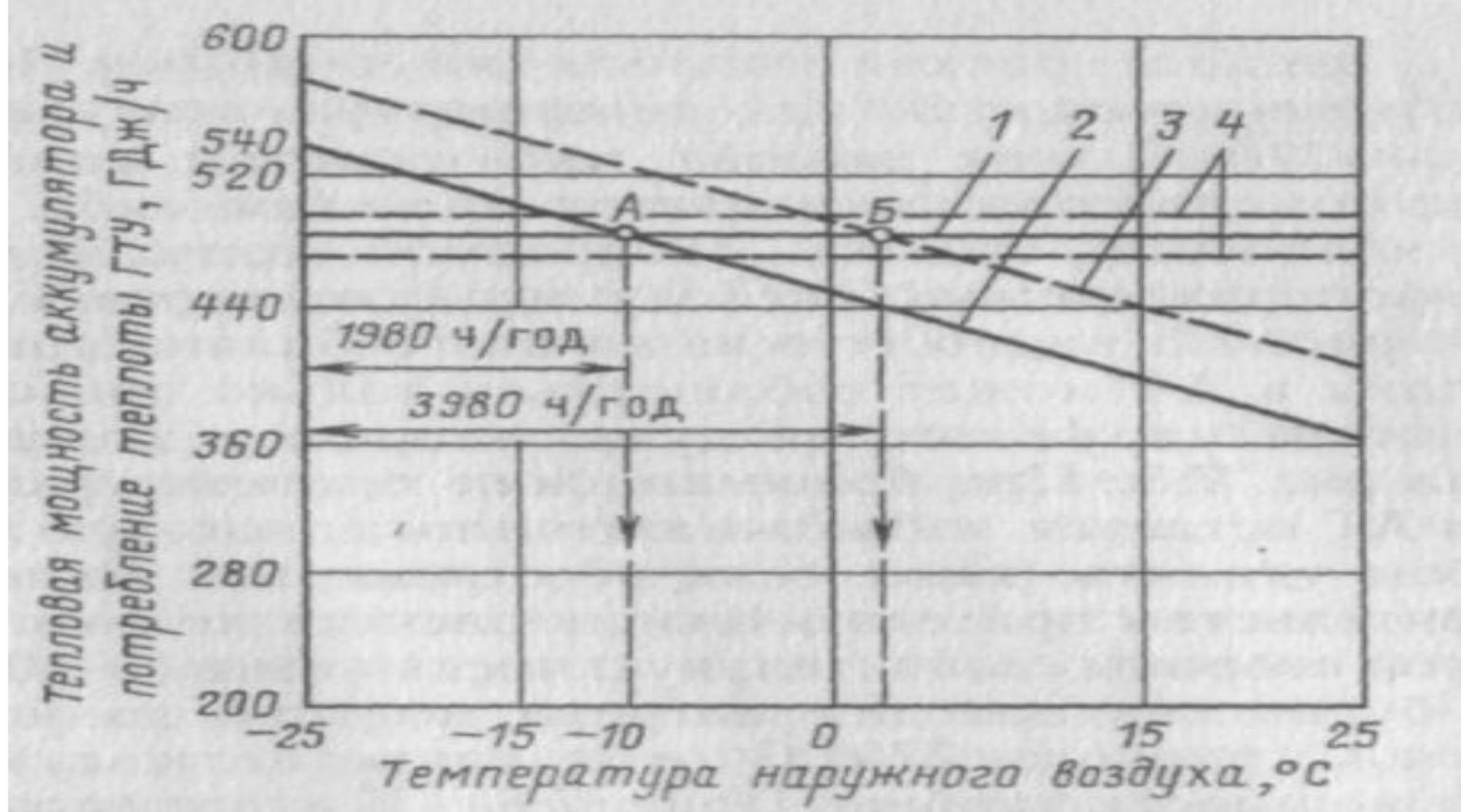


Рис. 7.5. График совместной работы аккумуляторов теплоты (АТ) и ГТУ:

1 - средняя тепловая мощность АТ; 2 - потребление теплоты ГТУ без подачи пара от КУ; 3 - то же при подаче пара от КУ; 4 - возможные отклонения приходов теплоты от АТ

С другой стороны, значительную часть зимы (1980 ч) теплоты в АТ не будет хватать для нагрева воздуха до номинального значения $t_{н.т} = 770^{\circ} \text{C}$, что приведет к существенному снижению мощности турбины (рис. 7.6). В итоге годовые показатели установки ухудшатся.

Температура газа на выхлопе турбины составляет в среднем около 440°C , что позволяет использовать часть их теплоты для выработки пара давлением 0,7-0,8 МПа в КУ в количестве от 59 до 64 т/ч (зимой).

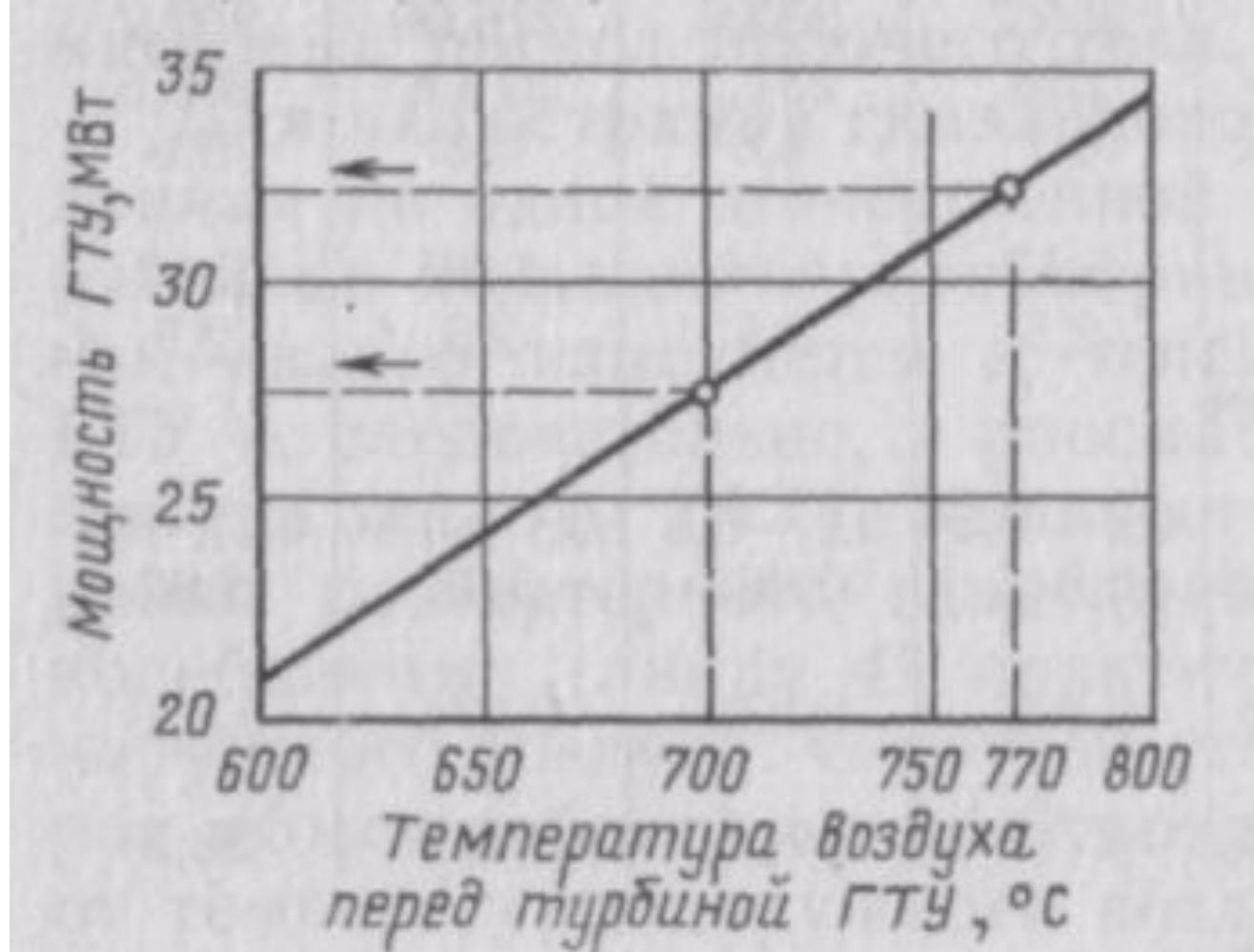


Рис. 7.6. Влияние снижения температуры воздуха перед турбиной ниже номинального значения на мощность ГТУ (номинальная температура воздуха перед компрессором +15°C)

Этот пар выгодно подавать в линию сжатого воздуха, идущего от компрессора к АТ, в котором пар перегревается до 770°C , и работает вместе с воздухом в турбине.

Так как на сжатие пара энергия компрессора не расходуется, удельная полезная работа 1 кг пара в турбине более чем в 2 раза больше, чем работа 1 кг газа.

Подача пара в АТ позволяет увеличить отбор теплоты от них (линия 3 рис. 7.5), которая иначе летом пропадает. Линия 3 построена применительно к типовой ГТУ, не рассчитанной на дополнительную подачу пара, поэтому количество последнего ограничено в среднем 40-50 т/ч.

Если турбину специально приспособить к постоянной дополнительной подаче пара, то можно использовать в ней весь пар от КУ и даже, если это окажется выгодным, пар от других УУ.

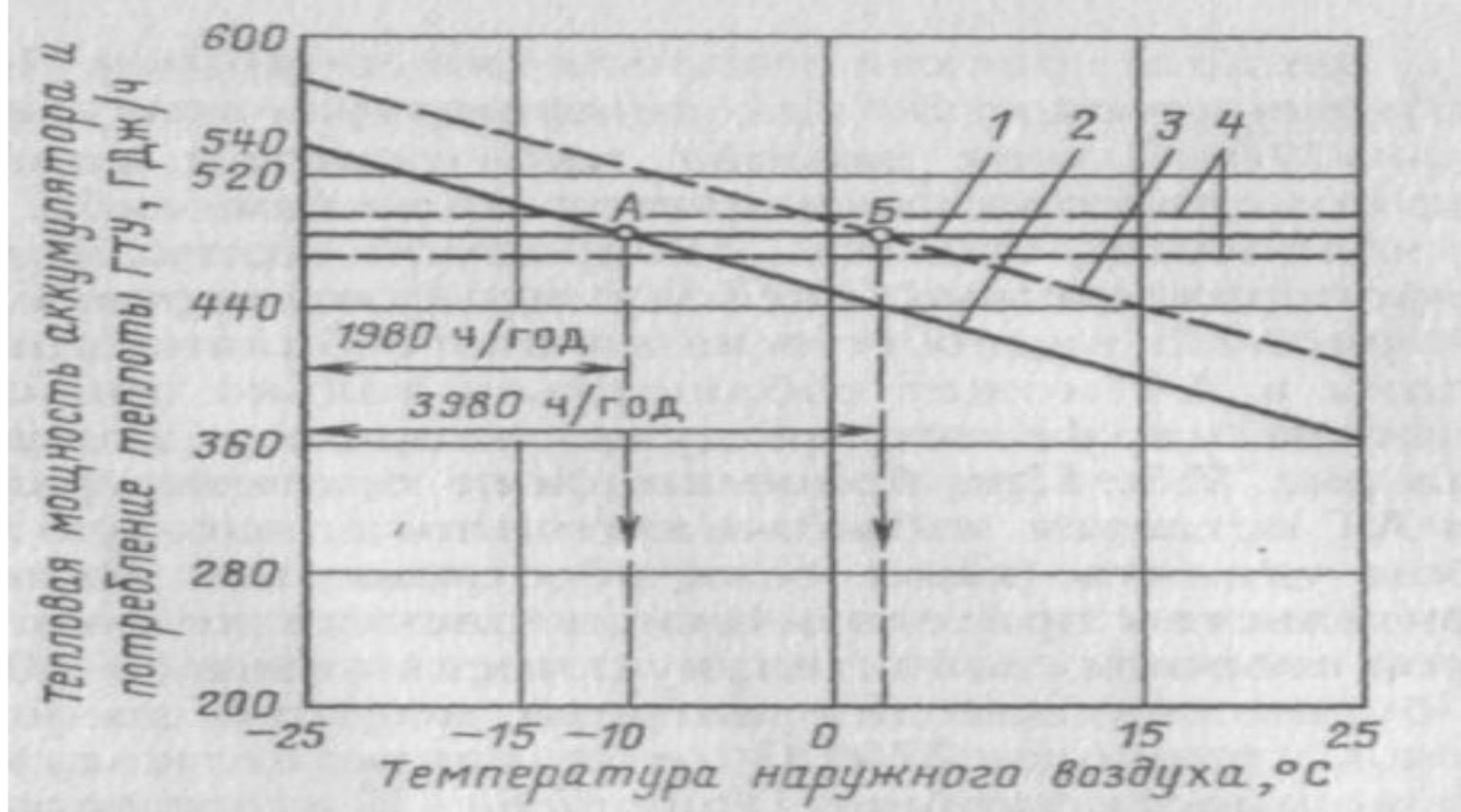


Рис. 7.5. График совместной работы аккумуляторов
теплоты (АТ) и ГТУ:

1- средняя тепловая мощность АТ; 2 - потребление
теплоты ГТУ без подачи пара от КУ; 3 - то же при
подаче пара от КУ; 4 - возможные отклонения
приходов теплоты от АТ

Излишнюю теплоту в АТ в летние дни можно удалять впрыском воды в сжатый воздух, идущий от АТ. В энергетическом отношении это менее выгодно, чем подача в АТ пара, но, поскольку аккумулированную в АТ теплоту все равно надо как-то удалить, впрыск воды все же дает экономию топлива.

Зимой, как показывают расчеты, энергетически и экономически выгодно подтопить несколько АТ, например доменным газом - на участке левее точки А (рис. 7.5). Объясняется это резким снижением мощности ГТУ при снижении $t_{н.т}$ ниже номинальной (рис. 7.6).

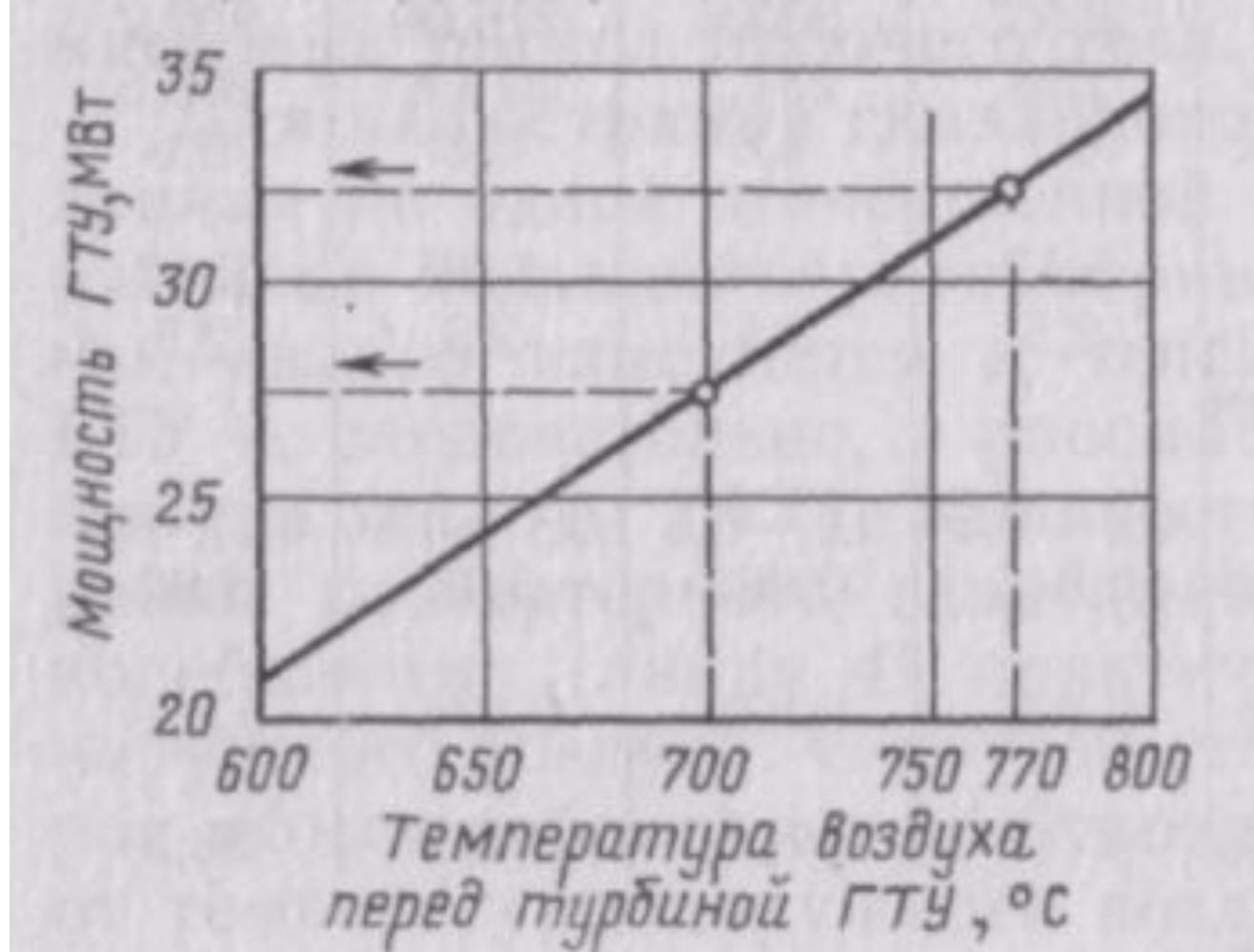


Рис. 7.6. Влияние снижения температуры воздуха перед турбиной ниже номинального значения на мощность ГТУ (номинальная температура воздуха перед компрессором +15°C)

Возможности использования пара от КУ в данной установке хорошо увязываются с графиками потребления пара заводами. Летом, как правило, имеются избытки пара, а зимой (левее точки *Б* на рис. 7.5) пара обычно не хватает.

Значительное повышение показателей установки, показанной на рис. 7.3, можно получить при использовании двухвальных ГТУ, у которых компрессорный вал и вал, выдающий полезную мощность (электрогенератор, компрессор), могут иметь разные частоты вращения.

В схеме с АТ **не обязательно** использовать ГТУ. Можно нагретый в АТ воздух с температурой $\sim 800^{\circ}\text{C}$ при атмосферном давлении, что значительно удешевляет АТ, использовать на выработку пара в КУ с давлением 3,5 МПа, который затем используется в ТЭС ПП.

Приведенный выше анализ схемы еще раз подтверждает недостаточность статического проектирования, а также большое значение учета режимных характеристик как энергетического, так и технологического оборудования.

Возможно и технологическое использование газа сталеплавильных конвертеров.

Газ в сухом виде содержит **до 60-80% CO** (восстановитель для железной руды), поэтому его можно использовать для доменной обработки руды с целью частичного восстановления содержащегося в ней железа. Возможны и другие варианты использования **CO** в качестве восстановителя.