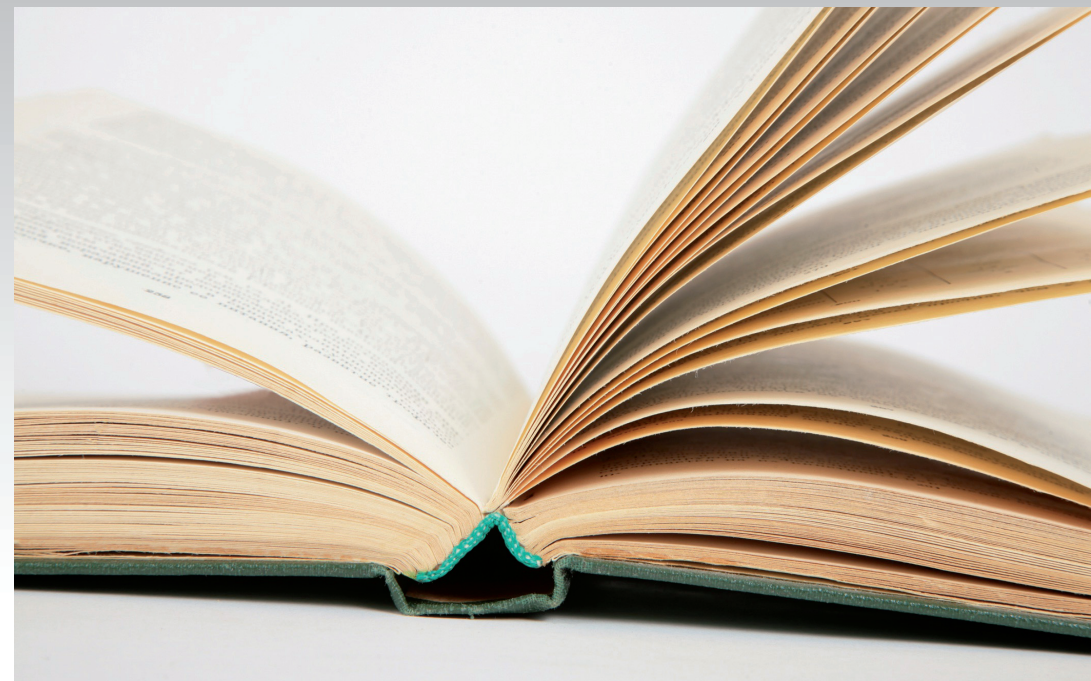


## Вторичные энергоресурсы в металлургии

В пособии изложены лишь отдельные элементы безотходной энерготехнологии в металлургии. Не претендуя на полноту охвата столь обширной проблемы и исчерпывающее рассмотрение задач по затронутой теме в данном методическом пособии, авторы стремились прежде всего отразить важнейшие проблемы энерготехнологии и возможные пути их решения. Пособие предназначено для методического руководства при выполнении студентами курсовых и дипломных проектов по специальности "Металлургия", а также может быть полезна инженерно-техническим работникам, занимающимся вопросами энергосбережения и охраной окружающей среды. Основная цель пособия - помочь студентам в оценке уже известного им энерготехнологического производства с позиций энергосбережения, научить их ориентироваться в вопросах выбора путей совершенствования энергетических и технологических процессов, уменьшения и использования энергетических отходов (ВЭР).



Иршек Ибраев · Оразбике Ибраева

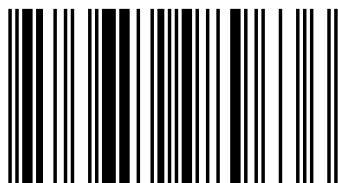
## Вторичные энергоресурсы в металлургии

Черная металлургия



**Иршек Ибраев**

Родился 9 октября 1952 г. в г. Темиртау, Карагандинская область. (Казахстан). Доктор технических наук по специальности «Металлургия черных, цветных и редких металлов». (2007г.), доцент ВАК РК по специальности "Энергетика" (1996 г.), профессор по спец. «Металлургия» (2011г.), академик МАИН, член-корр. РАЕ



978-3-659-98963-6

  
**Palmarium**  
academic publishing

**Иршек Ибраев  
Оразбике Ибраева**

**Вторичные энергоресурсы в металлургии**



**Иршек Ибраев  
Оразбике Ибраева**

**Вторичные энергоресурсы в  
металлургии**

**Черная металлургия**

**Palmarium Academic Publishing**

## **Impressum / Выходные данные**

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek: Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Alle in diesem Buch genannten Marken und Produktnamen unterliegen warenzeichen-, marken- oder patentrechtlichem Schutz bzw. sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen der jeweiligen Inhaber. Die Wiedergabe von Marken, Produktnamen, Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen u.s.w. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutzgesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Библиографическая информация, изданная Немецкой Национальной Библиотекой. Немецкая Национальная Библиотека включает данную публикацию в Немецкий Книжный Каталог; с подробными библиографическими данными можно ознакомиться в Интернете по адресу <http://dnb.d-nb.de>.

Любые названия марок и брендов, упомянутые в этой книге, принадлежат торговой марке, бренду или запатентованы и являются брендами соответствующих правообладателей. Использование названий брендов, названий товаров, торговых марок, описаний товаров, общих имён, и т.д. даже без точного упоминания в этой работе не является основанием того, что данные названия можно считать незарегистрированными под каким-либо брендом и не защищены законом о брендах и их можно использовать всем без ограничений.

Coverbild / Изображение на обложке предоставлено: [www.ingimage.com](http://www.ingimage.com)

Verlag / Издатель:

Palmarium Academic Publishing

ist ein Imprint der / является торговой маркой

OmniScriptum GmbH & Co. KG

Heinrich-Böcking-Str. 6-8, 66121 Saarbrücken, Deutschland / Германия

Email / электронная почта: [info@palmarium-publishing.ru](mailto:info@palmarium-publishing.ru)

Herstellung: siehe letzte Seite /

Напечатано: см. последнюю страницу

**ISBN: 978-3-659-98963-6**

Copyright / АВТОРСКОЕ ПРАВО © 2014 OmniScriptum GmbH & Co. KG

Alle Rechte vorbehalten. / Все права защищены. Saarbrücken 2014

**Ибраев И.К., Ибраева О.Т.**

**ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ  
В МЕТАЛЛУРГИИ**

**Учебное пособие**

УДК 669.046.004.82(07)

Авторы: Ибраев И.К., О.Т. Ибраева

### **Вторичные энергоресурсы в металлургии.**

Учебное пособие содержит основные понятия, термины и методические положения по расчетам выхода и возможного использования вторичных энергоресурсов в черной металлургии и порядок расчета.

Пособие предназначено для студентов металлургических и теплоэнергетических специальностей при выполнении курсовых и дипломных проектов. Данное пособие полезно для магистрантов обучающихся по специальности «Металлургия».

УДК 669.046.004.82(07)

©Ибраева И.К.

©Ибраева О.Т.

©

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Развитие народного хозяйства республики Казахстан сопровождается высокими темпами потребления топлива, тепла и электрической энергии. Существенное повышение цен на энергоносители и тарифы на железнодорожные перевозки ставят остро проблемы рационального и эффективного использования всех видов энергии. С проблемами рационального использования природных ресурсов: топлива, сырья и материалов связаны актуальные задачи, которые отражены в национальной научной программе " Комплексное использование минерального сырья на основе ресурсосберегающих и высокоэффективных технологий в горно-металлургическом комплексе". Ставится задача превратить экономию ресурсов, в т.ч. и топливно-энергетических и экономический принцип хозяйствования в основной источник обеспечения прироста потребности республики в топливе, сырье и материалах.

С проблемами энергосбережения тесно увязаны вопросы снижения экологической напряженности. Пока производство энергии на Земле почти не влияет на ее тепловой баланс в целом, если при этом не учитывать "парниковый эффект" от накопления в атмосфере углекислого газа - отхода горения различного топлива. Однако рост производства энергии столь интенсивен, что не исключено наступление такого момента, когда она будет существенно влиять на тепловой баланс Земли. Уже в настоящее время влияние антропогенного тепла на климатические изменения из-за его неравномерного распределения по поверхности Земли в ряде случаев (например, в зонах расположения крупных ТЭС и других предприятий) превосходит даже влияние природных тепловых процессов. Это выражается в изменении атмосферной циркуляции над так называемыми "островами тепла" промышленных районов; " тепловые сливы " изменяют температурный режим водоемов и рек.

Затраты энергии на производство большинства материалов на современном этапе развития общества даже при использовании самых современных технологий превышает теоретический расход энергии: для стали - в 4 раза, алюминия - в 6 раз, цемента - в 5 раз, бумаги - в 125 раз, при переработки нефти в 9 раз. Это свидетельствует о том, насколько значительны имеющие в настоящее время резервы материалов, топлива, тепла и электроэнергии.

Темпы роста энергопотребления значительно выше, чем темпы роста населения Земли. Так удвоение использования топливных энергоресурсов в последние годы произошло на 20 - 25 лет, электроэнергии - за 10 лет, ядерной энергии - за 5-8 лет, в то время как увеличение населения Земли с 2,5 до 5,0 млрд. человек произошло за 40 лет [1].

Потребление природного топлива, в том числе и транспортными средствами, в 90 % случаев связано с его сжиганием в факельных процессах. В черной металлургии таким способом сжигается около 70 % всего потребляемого топлива, остальная часть сжигается в плотном фильтрующим



слое установок агломерационного и доменного производства. В целом же в черной металлургии 90 % тепловой энергии получается за счет сжигания различного топлива, 10 % тепла генерируется за счет выгорания примесей в металле и электрической энергии.

Для технологических, энергетических и других производств, в основе которых лежат процессы горения, являющиеся основными источниками загрязнения атмосферы, развитие безотходной технологии прежде всего должно быть увязано с внедрением мероприятий, направленных на экономию топлива, уменьшение образования вредных веществ при горении и очистку дымовых газов. Сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу в результате совершенствования технологии горения и оборудования приобретает в настоящее время особое значение, поскольку методы очистки продуктов сгорания от вредных веществ пока не разработаны полностью. По имеющим прогнозам, внедрение их будет связано с высокими капитальными и энергетическими затратами, потребует больших площадей для размещения систем очистки.

Поэтому важную роль в народном хозяйстве играет использование так называемых вторичных энергоресурсов и энерготехнологическое комбинирование, позволяющие экономить миллионы тонн топлива ежегодно.

Острота, сложность и нерешенность ряда энергетических и экологических проблем выдвигают новые требования в подготовке инженерных кадров, обладающих необходимыми знаниями в области комплексного решения природоохранных и энерготехнологических задач в металлургии, способных решать вопросы энергосбережения, снижения экологической напряженности посредством эффективного использования вторичных энергоресурсов, энергетических отходов и оптимального энерготехнологического комбинирования.

В пособии изложены лишь отдельные элементы безотходной энерготехнологии в металлургии. Не претендуя на полноту охвата столь обширной проблемы и исчерпывающее рассмотрение задач по затронутой теме в данном методическом пособии, авторы стремились прежде всего отразить важнейшие проблемы энерготехнологии и возможные пути их решения. Пособие предназначено для методического руководства при выполнении студентами курсовых и дипломных проектов по специальности «Металлургия» и «Промышленная теплоэнергетика», а также может быть полезна инженерно-техническим работникам, занимающихся вопросами энергосбережения и охраной окружающей среды.

Поэтому основная цель настоящего пособия - помочь студентам в оценке уже известного им энерготехнологического производства с позиций энергосбережения, научить их ориентироваться в вопросах выбора путей совершенствования энергетических и технологических процессов, уменьшения и использования энергетических отходов (ВЭР).

## 2 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОТХОДЫ В МЕТАЛЛУРГИИ

Энергетические отходы в промышленности принято называть вторичными энергетическими ресурсами (ВЭР), подразумевая под ними потенциальную энергию различных отходов производства, которые не используются в основном технологическом агрегате, но могут быть использованы для удовлетворения потребности в энергии в смежных установках и системах теплофикации и других процессах народного хозяйства. ВЭР - это тепло продуктов сгорания, топливо ( доменный, коксовый, конвертерные газы и газ ферросплавного производства, жидкие и твердые отходы, обладающие запасом химической энергии ), тепло пара, горячей воды; тепло, передаваемое через кладку печей, через стенки водоохлаждаемых элементов и т.д.

Основным направлением максимального сокращения энергетических отходов являются рекуперация и регенерация тепла, повышающие эффективность использования природных энергетических ресурсов в основном оборудовании. Рациональное использование ВЭР в некоторых случаях требует комплексного решения вопроса и создания энерготехнологических установок.

По своим техническим характеристикам ВЭР делятся на три группы:

- 1 топливные - химическая энергия отходов;
- 2 тепловые ВЭР - физическое тепло отходящих от агрегатов газов, а также основной и побочной продукции, тепло воды, пара и т.д.;
- 3 ВЭР избыточного давления - потенциальная энергия газов, отходящих от технологических агрегатов.

Основные направления применения ВЭР:

- топливное - непосредственное использование горючих газов в качестве топлива;
- тепловое - использование тепловых ВЭР без изменения вида энергоносителя, использование тепла или холода, выработанных в утилизационных установках или холодильных машинах;
- силовое - использование электрической или механической энергии, полученной на базе ВЭР;
- комбинированное - потребитель одновременно получает энергоносители разных видов.

Основное применяемое в настоящее время оборудование для использования ВЭР: сжигательные устройства для сжигания доменного и других газов в котлах, воздухонагревателях, печах и других тепловых агрегатах; котлы-утилизаторы, котлы-охладители конвертерных газов, системы испарительного охлаждения, установки сухого тушения кокса, газовые утилизационные бескомпрессорные турбины, абсорбционные холодильные машины.

Уровень использования различных ВЭР в народном хозяйстве неодинаков. Топливные ВЭР обычно используются на 90-100%, тепловые - 30-35%, энергия избыточного давления газов - менее 10%.

В отрасли осуществляется два направления снижения потребления энергии: первое связано с повышением эффективности использования энергии в основном металлургическом производстве путем совершенствования технологических процессов, улучшения конструкций установок и организации производства; второе - снижение энергозатрат путем использования ВЭР. Капитальные вложения на экономию 1 т топлива по первому пути почти в 4 раза (а в отдельных случаях в 5 - 7 раз) меньше расходов на дополнительную добычу, переработку и транспортировку топлива, по второму пути - в 2 - 3 раза меньше.

Повышение эффективности работы основных агрегатов - один из главных вопросов в черной металлургии. В отрасли экономия топлива в основных металлургических агрегатах ставится в один ряд с задачами выполнения производственных программ по выпуску и качеству металла.

Суммарный выход ВЭР в черной металлургии эквивалентен 50 млн. т ус. топлива в год. Часть ВЭР, которая может быть в настоящее время утилизирована, составляет около 35 млн. т ус. топлива в год; фактическое использование ВЭР в черной металлургии пока составляет 7 млн. т ус. топлива. Потребность отрасли в использовании собственных ВЭР 19 - 20 млн. т ус. топлива, т.е. она удовлетворяется в тепловой энергии пара, воды и других энергоносителей всего на 34 - 35 %. Оборудование всех основных агрегатов разработанными утилизаторами тепла позволит получить за счет ВЭР 24 - 25 млн. ус. т. При этом следует учитывать, что совершенствование работы основного оборудования в последние годы приведет к снижению расхода топлива почти на 15%. Замена мартеновских печей конвертерами снизит ВЭР сталеплавильного производства почти вдвое; изменит выход ВЭР и развитие бескоксовой металлургии, процессов жидкофазного восстановления металла. В перспективе выработка ВЭР в черной металлургии должна снизиться на 20 -25 %. При сохранении потребности в использовании ВЭР на уровне 20 млн. ус.т., учитывая также невозможность на ряде объектов переработки вторичной энергии из-за неблагоприятных местных условий, очевидно дефицит тепловой энергии и актуальность разработки более совершенных схем и конструкций утилизационных устройств.

В настоящее время в черной металлургии работает около 1100 единиц стандартизованных утилизационных установок. Около 55 % всего утилизируемого в отрасли тепла производится с использованием котлов-утилизаторов или котлов-охладителей, 30 % тепла утилизируется с применением систем испарительного охлаждения. Только 17 % коксовых печей оборудовано установками сухого тушения кокса. Пока не получили широкого распространения газовые утилизационные бескопрессорные турбины (всего 10 - 12 турбин в отрасли). Не используется тепло конвертерных и ферросплавных газов. Потери тепла с прокатом составляют не менее 17 млн. ус. т. Практически не применяется низкопотенциальное тепло пара, воды и вентиляционных выбросов. Плохо используется тепло агломерата, полностью теряется тепло шлаков, воды, охлаждающей кристаллизаторы машин непрерывной разливки стали, и т.д.

Экономия топлива и электроэнергии в отрасли, потребляющей около 17 % всей энергии промышленности ( 10% топливно-энергетических ресурсов страны ), является актуальной и неотложной проблемой.

### 3. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В области вторичных энергоресурсов приняты следующие понятия и термины.

**Выход вторичных энергоресурсов** - количество вторичных энергоресурсов, образующихся в процессе производства в данном технологическом агрегате за единицу времени.

**Возможная утилизация вторичных энергоресурсов** - часть выхода, которая может быть использована в утилизационных установках для получения энергетической продукции: пара, горячей воды, холода, электроэнергии и механической работы.

**Выработка за счет ВЭР** - количество энергетической продукции, полученной за счет вторичных энергоресурсов в утилизационных установках. При практических расчетах и планировании использования вторичных энергоресурсов различают возможную, планируемую, и фактическую выработку.

**Возможная выработка** - максимальное количество энергетической продукции, которая может быть практически получено за счет данного вида вторичных энергоресурсов одного технологического агрегата при оснащении его утилизационной установкой с учетом режимов технологического агрегата и утилизационной установки.

**Планируемая выработка** - количество энергетической продукции, которая предполагается получить за счет вторичных энергоресурсов при осуществлении плана развития данного производства с учетом ввода новых, модернизации действующих и вывода устаревших утилизационных установок.

Если использование данного вида вторичных энергоресурсов экономически целесообразно, то возможная выработка определяется для всех технологических агрегатов независимо от утилизационной установки. Планируемая выработка для данного технологического агрегата при наличии утилизационной установки обычно принимается равной возможной, а при отсутствии установки - равной нулю.

**Фактическая выработка** - количество энергетической продукции, полученной за счет вторичных энергоресурсов на действующих утилизационных установках за отчетный период.

**Коэффициент выработки за счет вторичных энергоресурсов** -  $K_{\text{выр}}$  - отношение фактической (планируемой) выработки к возможной.

Коэффициент выработки определяют для одного технологического агрегата, для группы однотипных агрегатов, цеха, предприятия, отрасли по каждому виду вторичных энергоресурсов

$$K_{\text{выр}} = \frac{\sum_{l=1}^m Q_{\text{выр}}^{\text{пл}}}{\sum_{k=1}^n Q_{\text{выр}}^{\text{возм}}};$$

$$K_{\text{выр}} = \frac{\sum_{l=1}^m Q_{\text{выр}}^{\text{ф}}}{\sum_{k=1}^n Q_{\text{выр}}^{\text{возм}}}$$

где  $Q_{\text{выр}}^{\text{возм}}$  - возможная выработка за счет вторичных энергоресурсов  $k$ -того технологического агрегата, Г кал/год,  $k = 1, 2, \dots$ ;

$n$  - число однотипных технологических агрегатов;

$Q_{\text{выр}(i)}^{\text{ф}}, Q_{\text{выр}(i)}^{\text{пл}}$  - фактическая, планируемая выработка  $i$ -й утилизационной установки, Гкал/год,  $i = 1, 2, \dots, m$ ;

$m$  - количество однотипных утилизационных установок.

**Использование вторичных энергоресурсов** - количество используемой у потребителя энергии, вырабатываемой за счет вторичных энергоресурсов в утилизационных установках. Использование вторичных энергоресурсов, так же как и выработка, может быть возможное, планируемое и фактическое.

**Возможное использование** равно возможной выработке, а при непосредственном использовании вторичных энергоресурсов без изменения вида энергоносителя равно выходу за счет неизбежных потерь.

**Фактическое использование** - количество фактически использованной выработки за счет вторичных энергоресурсов.

**Коэффициент использования выработки ( $\sigma$ )** - отношение фактического (планируемого) использования ( $Q_{\text{исп}}^{\text{ф(пл)}}$ ) к фактической (планируемой) выработке ( $Q_{\text{выр}}^{\text{ф(пл)}}$ ) за счет вторичных энергоресурсов в утилизационных установках.

$$\sigma = \frac{\sum_{l=1}^m Q_{\text{исп}(l)}^{\text{ф(пл)}}}{\sum_{l=1}^m Q_{\text{выр}}^{\text{ф}}};$$

**Экономия топлива** за счет вторичных энергоресурсов - количество первичного топлива, которое экономится за счет использования вторичных энергоресурсов. Экономия топлива соответственно использованию может быть возможная, планируемая и фактическая.

По величине экономии топлива осуществляют суммирование различных видов вторичных энергоресурсов и сравнение экономической эффективности их использования.

**Коэффициент утилизации** вторичных энергоресурсов  $K_{\text{у}}$  - отношение фактической (планируемой) экономии топлива ( $\Delta B_{\text{ф}}$ ) к возможной ( $\Delta B_{\text{возм}}$ ).

Коэффициент утилизации определяется для одного технологического агрегата или группы агрегатов, предприятия, отрасли по каждому виду вторичных энергоресурсов и суммарный для всех видов.

$$K_y^{\phi} = \frac{\sum_{t=1}^m \Delta B_{\phi(t)}}{\sum_{\kappa=1}^n \Delta B_{B(\kappa)}}; \quad K_y = \frac{\sum_{t=1}^m \Delta B_{пл(t)}}{\sum_{\kappa=1}^n \Delta B_{B(\kappa)}};$$

## 4 ОСНОВНЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТАМ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

### 4.1. Этапы работ при расчете ВЭР

При определении выхода и планирования использования ВЭР рекомендуется следующие основные этапы:

а) изучение и анализ технологии основного производства, технологического оборудования и перспектива их развития в планируемом периоде. В процессе изучения технологии должны быть выделены технологические процессы, осуществление которых связано с возникновением вторичных энергоресурсов, и составлен перечень агрегатов-источников этих ресурсов;

б) расчеты материальных и тепловых балансов технологических агрегатов и установление по ним видов ВЭР;

в) расчеты выхода всех видов вторичных энергоресурсов по каждому источнику;

г) выбор направления использования ВЭР в данном производстве;

д) выбор утилизационного оборудования для технологических агрегатов;

е) расчет возможной и планируемой величины выработки энергетической продукции;

ж) расчет величины экономии топлива за счет использования ВЭР;

з) определение экономической эффективности утилизации ВЭР.

### 4.2. Исходные данные для расчета ВЭР

Основными исходными данными для расчета ВЭР являются:

- расход первичного топлива и сырья на единицу продукции или за определенный период времени;

- план выпуска продукции данного производства за рассматриваемый период времени;

- план внедрения новой технологии и оборудования на перспективу;

- технико-экономические характеристики технологических агрегатов и энергетических установок.

Для получения технико-экономических характеристик агрегатов источников вторичных энергоресурсов используют технические паспорта, отчетные материалы, результаты исследований и др. материалы.

По данным технико-экономических характеристик рассчитывают материальные и тепловые балансы технологических агрегатов, из расходной части которых выделяют статьи, относящиеся к вторичным энергоресурсам.

Если для некоторых технологических агрегатов известно распределение материальных и энергетических потоков в приходной расходной частях, то соответствующие балансы для них можно не рассчитывать.

В этом случае определяют только количество и энергетические параметры того энергоносителя, потенциал которого не используется в данном технологическом агрегате.

Выход вторичных энергоресурсов определяют либо непосредственно из теплового баланса технологического агрегата, либо как произведение количества энергоносителя на его энергетический потенциал.

Количество энергоносителя определяется из материального баланса технологического агрегата, единицей измерения этого количества является единица массы (кг, т) или объема (куб.м).

Энергетический потенциал определяют для горючих вторичных энергоресурсов их низшей теплотой горения, а для тепловых - теплоемкостью и температурой; для ВЭР избыточного давления - давлением и температурой. Единицей измерения энергетического потенциала является единица измерения энергии (ккал, Дж).

Возможная утилизация вторичных энергоресурсов зависит от их вида и определяется снижением температуры энергоносителя в утилизационной установке. Температура на выходе из утилизационной установки определяется на основании технико-экономических расчетов с учетом технологических условий утилизации (запыленности продуктов сгорания, точки росы и т.д.).

#### **4.3. Расчет выхода и возможного использования ВЭР**

По величине возможной утилизации вторичных энергоресурсов определяют значение возможной выработки энергетической продукции в утилизационных установках.

При тепловом направлении утилизации вторичных энергоресурсов выработка тепла определяется из выражения:

$$Q_T = Q_y \times \beta \times \Psi, \text{ Гкал/год (ГДж/год)}, \quad (1)$$

где  $Q_T$  - возможная выработка тепла, Гкал/год (ГДж/год);

$Q_y$  - возможная утилизация тепла, Гкал/год (ГДж/год);

$\beta$  - коэффициент, учитывающий несоответствие режима и времени работы утилизационной установки и технологического агрегата ( $\beta \leq 1$ );

$\Psi$  - коэффициент, учитывающий потери тепла утилизационной установкой в окружающую среду.

Выработка холода в утилизационной установке

$$Q_x = Q_y \times \beta \times \varepsilon, \text{ Гкал/год (ГДж/год)}, \quad (2)$$

где  $\varepsilon$  - холодильный коэффициент, представляющий собой отношение количества вырабатываемого холода к количеству затраченного тепла.

При силовом направлении использования ВЭР определяют возможную годовую выработку электроэнергии или механической работы

$$W = f(Q_y) \quad , \text{ кВтч/год}$$

Экономия топлива, полученную за счет использования вторичных энергоресурсов, определяют для каждого вида ресурсов соответственно принятым направлениям использования. Экономия топлива зависит от схемы энергоснабжения предприятия и типа замещаемой энергетической установки.

При тепловом направлении использования вторичных энергоресурсов экономия топлива определяется из выражения:

$$\Delta B = b_3 * Q_0 * \sigma = b_3 * Q_u, \text{ т ус.т/год} \quad (3)$$

при выработки холода

$$\Delta B = b_3 * \frac{Q_x}{\varepsilon}, \text{ т ус.т/год} \quad (4)$$

где  $Q_u$  - использование тепловых вторичных энергоресурсов, Гкал/год (ГДж/год);

$\sigma$  - коэффициент использования выработки ( $< 1$ );

$b_3$  - удельный расход топлива на выработку топлива по замещаемой установке.

$$b_3 = \frac{0,143}{\eta_{\text{зам}}} \text{ т ус. т / Гкал}; \quad b_3 = \frac{0,0342}{\eta_{\text{зам}}} \text{ т ус. т / ГДж},$$

где 0,143; 0,0342 - коэффициенты эквивалентного перевода соответственно 1 Гкал и 1 ГДж в тонну условного топлива;

$\eta_{\text{зам}}$  - коэффициент полезного действия замещаемой энергетической установки, с показателями которой сопоставляется эффективность использования вторичных энергоресурсов.



При силовом использовании вторичных энергоресурсов экономия топлива

$$\Delta b = b_3 * W_y, \text{ т ус.т/год} \quad (5)$$

где  $b_3$  - удельный расход топлива на выработку электроэнергии на замещающей установке, с показателями которой сравнивают эффективность использования вторичных энергоресурсов, т ус.т/ кВт-ч (т ус. т / ГДж);

$w_y$  - выработка электроэнергии или механической работы утилизационной установкой, млн.кВт/год (Гдж/год).

При топливном направлении использования вторичных энергоресурсов экономия топлива принимается равной количеству использованных горючих вторичных энергоресурсов в т ус. т.

### 3.4 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Расчет экономической эффективности использования вторичных энергоресурсов производится сопоставлением приведенных затрат вариантов энергоснабжения, обеспечивающих потребности данного производства во всех видах энергии с учетом и без учета использования вторичных энергоресурсов.

Величину приведенных затрат по сравниваемым вариантам энергоснабжения в соответствии с типовой методикой определения эффективности капиталовложений находят из выражения:

$$З = И + E * К, \text{ тенге/год} \quad (6)$$

где:  $З$  - приведенные затраты, тенге/год;

$И$  - годовые эксплуатационные издержки производства, тенге/год;

$E$  - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений ( $E = 0,12-0,16$ );

$К$  - капиталовложения в сравнимые варианты энергоснабжения, тенге.

Критерием экономической эффективности использования вторичных энергоресурсов является расчетная экономия  $P_{ЭК}$ , представляющая собой годовую экономию приведенных затрат, достигаемую в результате утилизации вторичных энергоресурсов по сравнению с вариантом, при котором вторичные энергоресурсы не используются.

$$P_{ЭК} = З_{б.у} - З_y, \text{ тенге/год} \quad (7)$$

где  $Z_y$  - приведенные затраты для производства энергии в утилизационной установке, тенге/год;

$Z_{б.у}$  - приведенные затраты для производства энергии на основной энергоустановке в количестве, равном расходу энергии, вырабатываемой утилизационной установкой, руб/год.

При использовании горючих вторичных энергоресурсов расчетная экономия может быть определена по формуле:

$$P_{ЭК} = \Delta B_T * (Z_T - \Delta S_0 - E * \Delta^* O), \quad \text{тенге/год} \quad (8)$$

где  $\Delta B_T$  - экономия топлива за счет горючих вторичных энергоресурсов, тус.т/год;

$\Delta S_0$  - увеличение удельных расходов на эксплуатацию установки, потребляющей горючие вторичные энергоресурсы, по сравнению с установкой, потребляющей первичное топливо, тенге/т ус. т.;

$\Delta K_0$  - увеличение отдельных капитальных вложений в утилизационную установку по сравнению с установкой, использующей первичное топливо, тенге / т ус. т.;

$Z_T$  - значение замыкающих затрат на сэкономленное топливо, тенге / т ус. т.

Расчетная экономия от использования тепловых видов вторичных энергоресурсов при плановых расчетах для вновь строящихся и расширяющихся заводов определяется из выражения:

$$P_{ЭК} = 1,1 * \Delta \Delta B_T - S_y * Q_0 + E * (K_э - K_y), \quad \text{тенге/год} \quad (9)$$

где:  $\Delta B$  - годовая экономия топлива за счет использования вторичных энергоресурсов, т ус. т / год;

$S_y$  - удельные расходы на эксплуатацию утилизационных установок, тенге / Гкал (тенге / Гдж);

$Q_0$  - годовая выработка тепла за счет использования вторичных энергоресурсов, Гкал/год (Гдж/год);

$K_y, K_э$  - капиталовложения в замещаемые энергетические и утилизационные установки, тенге;

1,1 - коэффициент, учитывающий дополнительно сокращение текущих расходов, кроме экономии топлива, вызванное уменьшением мощности основных энергетических установок в результате замещения их утилизационными установками.

Для действующих заводов, тепловые нагрузки которых покрываются за счет установленного энергетического оборудования, следует определять

как народнохозяйственную, так и заводскую расчетную экономию от использования вторичных энергоресурсов по формуле:

$$P_{\text{ЭК}} = \Delta B_{\text{T}} - S_{\text{Y}} * Q_{\text{O}} + E * K_{\text{Y}}, \quad \text{тенге/год} \quad (10)$$

где:  $Z_{\text{T}}$  - заводская стоимость сэкономленного топлива по действующим прейскурантным ценам и тарифам, тенге / т ус .т.

Использование вторичных энергоресурсов оправдано, если  $P_{\text{ЭК}} > 0$ , если же  $P_{\text{ЭК}} < 0$ , то их использование экономически нецелесообразно. Экономически наиболее эффективным направлением использования вторичных энергоресурсов является то, которое обеспечивает наибольшую величину расчетной экономии.

При оценки экономической эффективности использования вторичных энергоресурсов, пригодных к непосредственному использованию у потребителей (пар, горячая вода систем охлаждения и т.д.), расчетные удельные затраты для получения этих видов ресурсов следует принимать равными нулю.

При разработке проектов новых предприятий или реконструкции и расширении действующих в качестве обязательного раздела проекта следует рассматривать энергетический баланс предприятия с учетом мероприятий по максимальному использованию вторичных энергоресурсов и обоснованием экономической эффективности их использования.

Вторичные энергоресурсы не включают в топливно-энергетический баланс предприятия лишь в том случае, когда целесообразность их использования подтверждается экономическим расчетом.

## **5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ДОМЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА**

Производство чугуна является наиболее энергоемким производством, на выплавку 1 т чугуна затрачивается около 5-6 Гкал тепла.

Однако только 30-38% поданного в печь топлива используется полезно, а 55-60% приходится на вторичные энергоресурсы. Кроме того, к вторичным энергоресурсам доменного производства относят также энергию избыточного давления доменного газа и физическое тепло уходящих газов воздухонагревателей, которые не входят в тепловой баланс доменной печи.

В общем выходе вторичных энергоресурсов доменного производства химическая энергия доменного газа составляет 63-73%; физическое тепло доменного газа - 2-8%; тепло испарительного охлаждения доменной печи - 2,5-4,0%; физическое тепло жидкого чугуна - 7-13%; физическое тепло шлака - 6-9%; избыточное давление доменного газа - 2%; тепло уходящих газов воздухонагревателей - 4-6%.

## 5.1. Химическая энергия доменного газа

Удельный выход доменного газа в м<sup>3</sup> на 1 т чугуна определяется по балансу углерода в шихте, топливе, чугуне и доменном газе:

$$V_{дг} = \frac{K \cdot (C_k \cdot q_k + C_{и} \cdot q_{и}) + C_T \cdot b_T + 1000 C_r \cdot V_r - 1000 C_{ч}}{0,536 \cdot (C_2 + CO + CH_4)}, \text{ м}^3/\text{т}, \quad (11)$$

где: K - коэффициент, учитывающий потери углерода в доменном процессе. K = 0,930 - 0,990 ( в зависимости от условий работы и состояния доменной печи );

$q_k, q_{и}$  - удельные расходы кокса и известняка, кг/т;

$b_T$  - удельный расход топлива (твердого, жидкого), вдуваемого в горн доменной печи, кг/т;

$V_r$  - удельный расход газообразного топлива, вдуваемого в горн доменной печи, м<sup>3</sup>/т;

$C_r$  - содержание углерода в газообразном топливе, кг/ м<sup>3</sup>;

$C_k, C_{и}, C_T, C_{ч}$  - содержание углерода соответственно в коксе, известняке, топливе, чугуне, % по массе;

$CO_2, CO, CH_4$  - содержание углекислого газа, окиси углерода и метана в доменном газе, % по объему.

Годовой выход доменного газа составит:

$$V_{дг} = v_{дг} \cdot G_{ч}, \text{ м}^3/\text{год} \quad (12)$$

где  $G_{ч}$  - выплавка чугуна, т/год.

Выход стандартного доменного газа \*\*:

$$V_{ст} = V_{дг} \cdot \frac{Q_{ф}}{1000}; \quad V_{ст} = V_{дг} \cdot \frac{Q_{ф}}{4,86}, \text{ м}^3/\text{год} \quad (13)$$

где  $Q_{ф}$  - фактическая низшая теплота горения доменного газа, ккал/м<sup>3</sup> (КДж / м<sup>3</sup> ):

$$Q_{ф} = 30,50 \cdot CO + 85,60 \cdot CH_4 + 25,80 \cdot H_2, \text{ Ккал} / \text{ м}^3 \quad (14)$$

$$Q_{ф} = 126 \cdot CO + 358 \cdot CH_4 + 108 \cdot H_2 \text{ КДж}/\text{ м}^3$$

\*\* Стандартным доменным газом называется газ, приведенная теплота горения которого равна 1000 ккал/м<sup>3</sup> (4186 КДж/ м<sup>3</sup>).

Содержание углерода в газообразном топливе определяется в зависимости от его состава:

$$C_T = \frac{0,536}{100} * (C + CO_2 + \sum m * C_m H_n), \text{ кг/ м}^3 \quad (15)$$

После очистки доменного газ направляется к потребителям и используется в качестве котельно-печного топлива. Неизбежные потери доменного газа во время загрузки печи составляют около 5%. Возможное использование доменного газа равно 95% от его выхода.

**Пример 1:** Определить годовой выход доменного газа печи объемом 13861г.

Исходные данные: выплавка чугуна - 700000 т/год; удельный расход кокса - 520 кг/т; удельный расход известняка - 162 кг/т; удельный расход природного газа - 81,5 и /т.

Содержание углерода в коксе - 85,7%; в известняке - 11,9%; в природном газе - 0,545 кг/м<sup>3</sup>; в чугуне - 4,2%.

Среднегодовой состав доменного газа в объемных %:

$$CO = 30,0; CO_2 = 10,9; CH_4 = 0,3; H_2 = 1,5; \quad = 57,3.$$

**Решение.** Принимаем  $k = 0,985$ . Удельный выход доменного газа фактической теплоты горения определяем по формуле (II):

$$V_{gr} = \frac{0,985(85,7 * 520 + 11,9 * 162) + 100 * 0,545 * 81,5 - 1000 * 4,2}{0,536(10,9 + 30,0 + 0,30)} = 2100 \text{ м}^3/\text{т}.$$

## 5.2. Физическое тепло доменного газа

Температура доменного газа на колошнике 250-300 °С, а иногда и 500-550 °С. Физическое тепло доменного газа может быть использовано для получения пара, горячей воды и т.п.

Физическое тепло доменного газа:

$$Q_V = V_{дг} * C_p * T_1 * 10^{-6}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (16)$$

Возможное использование физического тепла доменного газа равно разности энтальпий газа на входе в утилизационную установку и на выходе из нее:

$$Q_y = V_{дг} * (C_{p1} * T_1 - C_{p2} * T_2) * 10^{-6}, \text{ Гкал/год ГДж/год)} \quad (17)$$

где:  $V_{дг}$  - годовой выход доменного газа, м<sup>3</sup>;

$T_1$  - среднегодовая температура доменного газа на выходе из печи или на входе в утилизационную установку, °С;

$T_2$  - средняя температура газа на выходе из утилизационной установки, °С;

$C_{p1}$  - средняя объемная теплоемкость газа при  $T_1$ , ккал/м<sup>3</sup>\*град (кДж/м<sup>3</sup>\*град);

$C_{p2}$  - средняя теплоемкость газа при  $T_2$ , ккал/ м<sup>3</sup>\*град (кДж/ м<sup>3</sup>\*град);

Возможная выработка тепла в утилизационной установке и возможная экономия топлива определяется по формуле (1) и (3).

**Пример 2:** Определить годовой выход физического тепла доменного газа, возможную выработку тепла в утилизационной установке и экономию топлива за счет его использования.

**Исходные данные:** выход доменного газа 1554\*10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>/год; температура доменного газа - 400°С; расход условного топлива на замещаемой котельной - 0,188 т/Ккал (0,045 т/ГДж). Состав доменного газа такой же, как и в примере 1.

**Решение.** Принимаем температуру доменного газа на входе в утилизационную установку равной температуре доменного газа на колошнике т.е.  $t_1=400$  °С; температура доменного газа на выходе из установки  $t_2 = 200$  °С.

Средние теплоемкости газа на входе и выходе из установки:

$$C_{p1} = 0,01(C_{CO} * CO + C_H \cdot H_2 + C_{CO_2} + C_{CH_4} + CH_4 + N_2) = 0,01(0,318.30 + 0,312*1,5 + 0,460*10,9 + 0,484*0,3 + 0,316*57,3) = 0,333 \text{ ккал/м}^3 \text{ град} \\ (1,393 \text{ кДж/м}^3 \text{ град})$$

$$C_{p2} = 0,01(0,318*30 + 0,310*1,5 + 0,433*10,9 + 0,422*0,3 + 0,309*57,3) = 0,324 \text{ ккал/м}^3 \text{ град} \\ (1,356 \text{ кДж/м}^3 \text{ град}).$$

Средние теплоемкости отдельных составляющих газов яри соответствующих температурах приведены в приложении 1. Выход физического тепла доменного газа:

$$Q_V = V_{гр} C_{p1} t_1 10^{-6} = 1544 * 106 * 0,333 * 400 * 10^{-6} = 207 * 10^{-3} \text{ Гкал/год} \\ (866 * 10^{-3} \text{ ГДж/год}).$$

Возможная утилизация тепла доменного газа (17):

$$Q_{у} = 1544 * 10^{-6} (0,333 * 400 - 0,324 * 200) * 10^{-6} = 106200 \text{ Гкал/год} \\ (445000 \text{ ГДж/год}).$$

Возможная выработка тепла в утилизационной установке определяется

из выражения (1). Принимаем  $\beta = 1$   $\psi = 0,85$ .

$$Q_0 = 106200 * 1 * 0,85 = 904000 \text{ Гкал/год (378000 ГДж/год)}.$$

### 5.3. Избыточное давление доменного газа

При наличии сухой газоочистки наиболее экономичной является схема использования физического тепла и избыточного давления доменного газа в газовой утилизационной бескомпрессорной турбине (ГУБТ)

Полезная работа 1 м<sup>3</sup> газа в турбине определяется по формуле:

$$L = C_{p1} * T_1 * \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^{\frac{\kappa}{\kappa-1}}}\right) * \eta_{от} * \eta_M, \quad \text{ккал/ м}^3 \text{ (КДж/ м}^3\text{)} \quad (18)$$

где:  $C_{p1}$  - средняя теплоемкость газа при  $T_1$ , ккал/м<sup>3</sup>\*град (кДж/м<sup>3</sup>\*град);

$T_1 = t_1 + 273$  - абсолютная температура газа перед турбиной, К;

$\varepsilon = \frac{P_1}{P_2}$  - степень расширения газа в турбине;

$P_1, P_2$  - давление газа на входе и выходе из турбины, ата (мм/м<sup>2</sup>);

$\kappa$  - показатель адиабаты;

$\eta_{от}$  - относительный внутренний КПД турбины;

$\eta_M$  - механический КПД турбины (равный 0,96-0,99).

Необходимая мощность турбины:

$$N = \frac{\alpha * V_r}{860} \quad \text{или} \quad N = \frac{\alpha * V_r}{3600} \quad \text{кВт} \quad (19)$$

где:  $V_r$  - расход газа через турбину, м<sup>3</sup>/ч:

$$V_r = \frac{\sigma * V_{дг}}{\tau_{дп}} \quad \text{м}^3/\text{ч} \quad (20)$$

где:  $\sigma$  - коэффициент, учитывающий долю доменного газа, проходящего через турбину ( $= 0,75-0,85$ );

$\tau_{дп}$  - время работы доменной печи в году, ч.

Возможная выработка электроэнергии за год:

$$W = N * \tau * \eta_{э,Г}, \text{ кВт/год} \quad \text{или} \quad (21)$$

$$W = 3600 * N * \tau * \eta_{э,Г} * 10^{-6}, \text{ ГДж/год}$$

где  $\tau$  - время работы турбины за год, ч;

$\eta_{э,Г}$  - КПД электрогенератора ( $= 0,95-0,98$ ),

Годовая экономия топлива за счет использования выработанной электроэнергии подсчитывается по формуле (5).

**Пример 3.** Определить необходимую мощность турбины, возможную выработку электроэнергии и экономию топлива.

**Исходные данные:**  $V_{gr} = 1760 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$ ;  $P_1 = 2,26 \text{ ата}$ ;  $t_1 = 400^\circ\text{C}$ ;  
 $b_3 = 506 \text{ г/кВт ч}$ ;  $T_{д,3} = 8640 \text{ ч/год}$ ;  $t = 7000 \text{ ч/год}$ ;  $b = 0,8$ ; давление на выхода из турбины  $P_2 = 1,1 \text{ ата}$ ;  $D_s = 0,38$ .

**Решение.** Часовой расход газе через турбину (20):

$$V_{gr} = \frac{0,8 \cdot 1760 \cdot 10^6}{8640} = 163000 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

Полезная работа 1 м<sup>3</sup> доменного газа (18):

$$\alpha = 0,333(273+400) \left(1 - \frac{1}{(2,26/1,1) \cdot 1,33/1,33}\right) 0,9 \cdot 0,98 = 33 \text{ ккал/м}^3 \{138 \text{ кДж/м}^3\}$$

Мощность турбины (19).

$$N = \frac{33 \cdot 163000}{860} = 6255 \text{ кВт}.$$

Выработка электроэнергии (21)

$$W = 6255 \cdot 7000 \cdot 0,97 = 42,5 \cdot 10^6 \text{ кВт-ч/год (153000 ГДж/год)}.$$

Экономия топлива за счет электроэнергии (5):

$$\Delta B = \frac{506 \cdot 42,5 \cdot 10^6}{10^6} = 2150 \text{ т/год}$$

#### 5.4 Тепло охлаждения доменной печи

Потери тепла с охлаждаемой водой доменной печи определяется по эмпирической формуле:

$$Q = K \cdot (0,13n + 0,6 \sqrt[3]{v}) \text{ Гкал/ч}$$

или

$$Q = K \cdot (0,545n + 251 \sqrt[3]{v}) \text{ КДж/ч},$$

(22)

где -  $v$  объем доменной печи, куб.м;

$n$  - число воздушных фурм, шт;

$K$  - коэффициент, учитывающий сортамент выплавляемого чугуна.



К	Передельный чугун	Литейный чугун	Специальный чугун
	1,0	1,1	1,2 - 1,4

Число воздушных фурм зависит от объема доменной печи:

V	До 1050	1050 - 1250	1250 - 1500	более 1500
n	12	14	18	24

На испарительном охлаждении в доменной печи работают холодильники шахты, воздушные фурмы и клапаны горячего дутья; на водяном охлаждении - холодильники чугунной летки и шлаковой летки, расход технической воды на которые составляет 5-10% от общего расхода при водяном охлаждении.

Возможная выработка пара системы испарительного охлаждения доменной печи составит:

$$Q_{\Pi} = Q * \varphi * \tau * \xi, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (23)$$

где  $Q_{\Pi}$  - потери тепла, с охлаждением, Гкал/год (ГДж/год);

$\xi$  - коэффициент, учитывающий долю холодильников, переведенных на испарительное охлаждение;

$\varphi$  - коэффициент, учитывающий потери тепла в окружающую среду,  $\varphi = 0,85 - 0,90$ ;

$\tau$  - число часов работы системы испарительного охлаждения в год, обычно оно равно времени работы доменной печи.

### 5.5 Тепло отходящих газов воздухонагревателей

Температура уходящих газов за цикл работы воздухонагревателя меняется от 150 до 580 С. Воздухонагреватели, работают со сдвигом во времени, а уходящие газы со всех воздухонагревателей направляются в общий боров, где их температура усредняется. Средняя температура отходящих газов в общем борове в зависимости от теплового режима воздухонагревателей находится в пределах от 250 до 450 С.

Тепло отходящих газов воздухонагревателей может быть использовано для выработки пара, горячей воды, холода или в системе газовой турбины (ГУБТ) для подогрева очищенного доменного газа.

Выход тепла уходящих газов воздухонагревателей:

$$Q_{\text{в}} = V_{\text{г}} * I_1 * 10^{-6}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (24)$$

Возможная утилизация тепла

$$Q_y = V_{\Gamma} * (I_1 - I_2) * 10^{-6}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (25)$$

где  $V_{\Gamma}$  - расход газообразного топлива на обогрев воздухонагревателей,  $\text{м}^3/\text{год}$ ;

$I_1, I_2$  - энтальпия продуктов горения 1 куб.м газа при средней температуре  $t_1$  на выходе из воздухонагревателей или на входе в утилизационную установку и при температуре  $t_2$  на выходе из установки,  $\text{ккал}/\text{м}^3$  ( $\text{КДж}/\text{м}^3$ ).

Энтальпия продуктов горения:

$$I = \left[ C_{\text{CO}_2} * v_{\text{CO}_2} + C_{\text{H}_2\text{O}} * v_{\text{H}_2\text{O}} + C_{\text{N}_2} * \rho_{\text{N}_2} + C_{\text{B}} * (\alpha - 1) * L_0 \right] * t, \quad (26)$$

где  $\alpha$  - коэффициент расхода воздуха;

$v_{\text{CO}_2}, v_{\text{H}_2\text{O}}, v_{\text{N}_2}$  - объем компонентов продуктов горения,  $\text{м}^3/\text{м}^3$  сжигаемого топлива;

$L_0$  - теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1  $\text{м}^3$  газообразного топлива,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

$$v_{\text{CO}_2} = 0,01 * (\text{CO}_2 + \text{CO} + \sum m C_m \text{H}_n), \text{м}^3/\text{м}^3, \quad (27)$$

$$v_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01 * (\text{H}_2 + \sum \frac{n}{2} C_m \text{H}_n + 0,124d), \text{м}^3/\text{м}^3, \quad (28)$$

где  $d$  - содержание водяных паров в топливе,  $\text{г}/\text{куб.м}^3$

$$v_{\text{N}_2} = 0,79 * L_0 + 0,01 \text{N}_2, \text{м}^3/\text{м}^3, \quad (29)$$

$$L_0 = 0,0476 * \left[ 0,5 * (\text{CO} + \text{H}_2) + \sum \left( m + \frac{n}{2} \right) C_m \text{H}_n - \text{O}_2 \right], \text{м}^3/\text{м}^3 \quad (30)$$

При тепловом направлении использовании тепла уходящих газов воздухонагревателей возможная выработка тепла в утилизационной установке

определяется из выражения (1), выработка холода - (2), а экономия топлива - (3) или (4).

**Пример 5.** Определить возможную выработку холода и экономию топлива при использовании тепла уходящих газов воздухонагревателей.

**Исходные данные:** время работы установки - 6000 ч/год; время работы воздухонагревателей - 8760 ч/год. На обогрев кауперов расходуется  $590 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/год доменного газа.

Состав газа: CO – 30%; H<sub>2</sub> = 1,5%; CH<sub>4</sub> = 0,3%; CO<sub>2</sub> = 10,9%;

Холодильный коэффициент установки E=0,5; V<sub>3</sub>=0,180 т у.т/Гкал, (0,043 т у.т/ГДж). На выходе из утилизационной установки α=1,4.

**Решение.** Теоретически необходимое количество воздуха (30)

$$L_0 = 0,0476 [0,5(30+1,5) + 2 \cdot 0,3] = 0,775, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объем образующегося CO<sub>2</sub> (27)г

$$V_{\text{CO}_2} = 0,01(10,9+30,0-0,3) = 0,412 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объем водяных паров (28):

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01(1,5+2 \cdot 0,3+0,124 \cdot 40) = 0,087 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объем азота (29):

$$V_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot 0,775 + 0,01 \cdot 57,3 = 1,195 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теплосодержание продуктов горения 1м<sup>3</sup> газа (26):

а) на входе в установку:

$$J_2 = (0,463 - 0,412 + 0,314 \cdot 1,195 + 0,374 \cdot 0,087 + 0,324 \cdot 0,3 \cdot 0,775) \cdot 400 = 268 \text{ ккал/м}^3 \text{ (1124 кДж/м}^3\text{)};$$

б) не выходе из установки:

$$J_2 = (0,429 \cdot 0,412 + 0,311 \cdot 1,195 + 0,363 \cdot 0,087 + 0,318 \cdot 0,4 \cdot 0,775) \cdot 200 = 133,6 \text{ ккал/м}^3 \text{ (560 кДж/м}^3\text{)}.$$

Возможное использование тепла (25):

$$Q = 590 \cdot 10^6 (268 - 133,6) \cdot 10^{-6} = 79200 \text{ Гкал/год (332000 ГДж/м}^3\text{)}$$

Выработка холода (2):

$$Q_y = 79200 \cdot \frac{6000}{8760} \cdot 0,5 = 27000 \text{ Гкал/год (113000 ГДж/год)}.$$

$$\text{Возможная экономия топлива (4): } \Delta B = 0,180 \cdot \frac{27000}{0,5} = 9750 \text{ т у.т/год.}$$

## 5.6 Физическое тепло жидкого чугуна

Тепло жидкого чугуна определяется количеством чугуна и его энтальпией:

$$Q_{\text{ч}} = G_{\text{ч}} * i_{\text{ч}} * 10^{-3}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (31)$$

где  $G_{\text{ч}}$  - годовая выплавка жидкого чугуна, т;

$i_{\text{ч}}$  - средняя энтальпия чугуна, ккал/кг (кДж/кг).

Энтальпия жидкого чугуна в зависимости от его температуры определяют по формулам М.И.Павлова:

перелитейный чугун

$$\begin{aligned} i_{\text{ч}} &= 35 + 0,18 * t, \text{ ккал/кг} \\ i_{\text{ч}} &= 147 + 0,775 * t, \text{ кДж/кг} \end{aligned} \quad (32)$$

литейный чугун

$$\begin{aligned} i_{\text{ч}} &= 5 + 0,215 * t, \text{ ккал/кг} \\ i_{\text{ч}} &= 21 + 9 * t, \text{ кДж/кг} \end{aligned} \quad (33)$$

Физическое тепло перелитейного чугуна используется непосредственно при выплавке стали, экономия топлива за счет использования этого теп-ла не определяется, т.к. она учитывается при нормировании расхода топ-лива на выплавку стали.

### 5.7 Физическое тепло жидкого шлака

Выход тепла шлака определяется количеством шлака и его энтальпией:

$$Q_{\text{шл}} = G_{\text{шл}} * i_{\text{шл}} * 10^{-3}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (34)$$

где  $G_{\text{шл}}$  - выход жидкого шлака, т/год;

$i_{\text{шл}}$  - энтальпия жидкого шлака, ккал/кг (кДж/кг).

Энтальпия жидкого шлака определяется по эмперическим формулам: при температуре шлака  $t_{\text{шл}} = 1300-1400 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ,

$$\begin{aligned} i_{\text{шл}} &= 847,5 + 0,5 * (t_{\text{шл}} - 1300), \text{ ккал/кг} \\ i_{\text{шл}} &= 1455 + 2,1 * (t_{\text{шл}} - 1300), \text{ кДж/кг} \end{aligned} \quad (35)$$

при  $t_{\text{шл}} > 1400 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$\begin{aligned} i_{\text{шл}} &= 422,5 + 0,4 * (t_{\text{шл}} - 1450), \text{ ккал/кг} \\ i_{\text{шл}} &= 1770 + 1,67 * (t_{\text{шл}} - 1450), \text{ кДж/кг} \end{aligned} \quad (36)$$

## 6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА ВЭР СТАЛЕПЛАВИЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Вторичными энергоресурсами сталеплавильного производства являются тепло уходящих газов, тепло охлаждения элементов сталеплавильной печи, физическое тепло стали и шлака. Кроме того, при кислородно-конвертерном производстве стали вторичными энергоресурсами являются химически связанное и физическое тепло конвертерных газов.

### 6.1 Тепло уходящих газов мартеновских печей

Уходящие газы мартеновских печей после регенераторов имеют температуру 450-700<sup>0</sup>С и их тепло используется для выработки пара в котлах-утилизаторах.

Количество уходящих газов определяют на 1 т стали. Поэтому для определения энтальпии уходящих газов необходимо определить объемы отдельных их составляющих в расчете на 1 т стали.

Теоретический расход кислорода для сжигания 1м<sup>3</sup> газообразного топлива:

$$L_{O_2}^{\Gamma} = 0,01 * \left[ 0,6 * (CC + H_2) + 1,5H_2S + \sum \left( m + \frac{n}{2} \right) * C_m H_n - O_2^{\Gamma} \right], \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (37)$$

Для сжигания 1 кг жидкого топлива:

$$L_{O_2}^{\text{Ж}} = 0,21 * \left[ 0,0899 * (C^{\text{P}} + 0,375S^{\text{P}}) + 0,265H^{\text{P}} - 0,0333O^{\text{P}} \right], \text{ м}^3/\text{т} \quad (38)$$

Теоретический расход кислорода для сжигания топлива на 1 т стали

$$L_{O_2}^{\Gamma} = V_{\Gamma} * L_{O_2}^{\Gamma} + b, \text{ м}^3/\text{т}$$

где  $V_{\Gamma}$  - расход газообразного топлива, м<sup>3</sup>/т стали;

$b$  - расход жидкого топлива, кг/т стали.

Количество кислорода, необходимого для окисления примесей металла с учетом кислорода железной руды и расхода кислорода для дожигания окиси углерода, выделяющейся из ванны:

$$L_{O_2}^{\text{OK}} = 2,51\Delta C - 0,18G_{\text{P}}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (39)$$

где  $G_{\text{P}}$  - расход руды на 1 т стали, кг;

$\Delta C$  - количество выгоревшего углерода на 1 т стали, кг;

$$\Delta C = 0,01 \left( G_{\text{ч}} C_{\text{ч}} + G_{\text{скр}} C_{\text{скр}} - 1000 C_{\text{ост}} \right), \text{ кг/т} \quad (40)$$

где  $G_{\text{ч}}$ ,  $G_{\text{скр}}$  - расход чугуна и скрапа на 1 т стали, кг;

$C_{\text{ч}}$ ,  $C_{\text{скр}}$ ,  $C_{\text{ст}}$  - содержание углерода соответственно в чугуне, скрапе и стали, % ( $C_{\text{ч}} = 4,2\%$ ;  $C_{\text{скр}} = 0,3\%$ ).

При коэффициенте расхода кислорода  $\alpha$  \* его объем в уходящих газах:

$$L_{\text{O}_2}^{\text{yx}} = \left( L_{\text{O}_2}^{\text{r}} + L_{\text{O}_2}^{\text{ox}} \right) (\alpha - 1), \text{ м}^3/\text{т} \quad (41)$$

Объем трехатомных газов в продуктах горения смеси газообразного и жидкого топлива на 1 т стали:

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \left( \text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \sum C_{\text{m}} \text{H}_n \right) V_{\text{r}} + \frac{18,5}{100} \left( C^{\text{p}} + 0,325 S^{\text{p}} \right) b^*, \text{ м}^3/\text{т} \quad (42)$$

Кроме того, из ванны выделяется  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CO}$  над ванной догорает до  $\text{CO}_2$ , поэтому общее количество  $\text{CO}$ , выделяющееся из шихты в расчете на 1 т стали

$$V_{\text{CO}_2}^{\text{ших}} = \left( \frac{q_{\text{CO}}}{\rho_{\text{CO}} 100} + \frac{q_{\text{CO}_2}}{\rho_{\text{CO}_2} 100} \right) G_{\text{ших}}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (42)$$

$$V_{\text{CO}_2}^{\text{ших}} = \left( \frac{q_{\text{CO}}}{\rho_{\text{CO}} 100} + \frac{q_{\text{CO}_2}}{\rho_{\text{CO}_2} 100} \right) G_{\text{ших}}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (43)$$

\* Так как для расчета удельного объема уходящих газов важно знать избыточное количество кислорода, то здесь  $\alpha$  обозначает коэффициент расхода кислорода, а не воздуха, как это принято в расчетах горения топлива.

где  $q_{\text{CO}}, q_{\text{CO}_2}$  - количество  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$ , выделяющихся из ванны на 100 кг шихты, кг;

$\rho_{\text{CO}}, \rho_{\text{CO}_2}$  - плотность  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  ( $\rho_{\text{CO}} = 1,25 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{\text{CO}_2} = 1,96 \text{ кг/м}^3$ );

$G_{\text{ших}}$  - расход шихты на 1 т стали, кг.

Суммарный объем трехатомных газов в уходящих газах:

$$V_{\text{RO}_2}^{\text{yx}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{CO}_2}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (44)$$

Объем водяных паров в продуктах горения смеси топлива:

$$V_{H_2O} = 0,01 \left( H_2 + H_2S + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124d \right) V_r + \frac{8,944H^P + W^P}{80,4} b + 0,0756 \left[ \left( L_{O_2}^T + L_{O_2}^{Ox} \right) \alpha - L_{O_2}^{Вд} \right], \text{ м}^3/\text{т} \quad (45)$$

где  $L_{O_2}^{Вд}$  - удельный расход чистого кислорода, вдуваемого в ванну,  $\text{м}^3/\text{т}$   
 Объем водяных паров, выделяющихся из ванны:

$$V_{H_2O}^{Ших} = \frac{g_{H_2O}}{\rho_{H_2O} 100} G_{Ших}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (46)$$

где  $g_{H_2O}$  - количество водяных паров, выделяющихся из ванны на 100 кг шихты, кг;

$\rho_{H_2O}$  - плотность водяных паров ( $\rho_{H_2O} = 0,804 \text{ кг}/\text{м}^3$ ).

Общее количество водяных паров в уходящих газах:

$$V_{H_2O}^{yx} = V_{H_2O} + V_{H_2O}^{Ших}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (47)$$

Количество газов, выделяющихся из ванны, на 100 кг шихты для основной мартеновской печи:

скрап - рудный процесс

$$g_{CO} = 5,5 \text{ кг}; \quad g_{CO_2} = 1,34 \text{ кг}; \quad g_{H_2O} = 0,27 \text{ кг};$$

скрап - процесс

$$g_{CO} = 3,4 \text{ кг}; \quad g_{CO_2} = 1,713 \text{ кг}; \quad g_{H_2O} = 0,046 \text{ кг}.$$

Объем азота в уходящих газах:

$$V_{N_2}^{yx} = \left[ \left( L_{O_2}^T + L_{O_2}^{Ox} \right) \alpha - L_{O_2}^{Вд} \right] \frac{79}{21} + \frac{N_2}{100} V_r + 0,8 \frac{N^P}{100} b, \text{ м}^3/\text{т} \quad (48)$$

Энтальпия уходящих газов в расчете на 1 т стали:

$$J_{yx} = \left( V_{RO_2}^{yx} C_{CO_2} + V_{H_2O}^{yx} C_{H_2O} + V_{O_2} C_{O_2} + V_{N_2}^{yx} C_{N_2} \right) \cdot t \cdot 10^{-6}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (49)$$

Годовой выход тепла уходящих газов:

$$Q_b = G_{ст} \cdot J_{yx}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (50)$$

Возможная утилизация уходящих газов:

$$Q_y = G_{ст} \cdot (J_1 - J_2), \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (51)$$

где  $G_{ст}$  - производство стали за год, т;

$J_1$  - энтальпия уходящих газов при  $t_1$  на выходе из регенератора или на входе в котел-утилизатор, Гкал/т (ГДж/т);

$J_2$  - энтальпия уходящих газов при  $t_2$  на выходе из котла-утилизатора, Гкал/т (ГДж/т).

При определении  $J_2$  следует учитывать, что в котле-утилизаторе имеются подсосы воздуха и  $\alpha_v$  на выходе на 0,1-0,2 больше, чем на входе.

Температура уходящих газов из котла-утилизатора  $t_2 = 200-250$  °С.

Возможная выработка тепла в котлах-утилизаторах определяется по формуле (1), где  $\beta$  определяет собой отношение времени работы котла-утилизатора ко времени работы мартеновской печи (при работе мартеновской печи без кислорода  $\beta = 0,85-0,90$ ; при подаче кислорода в факел - 0,70 - 0,85; при подаче кислорода в ванну - 0,5 - 0,75).

Для выбора котла-утилизатора необходимо определить часовой расход уходящих газов:

$$V_{\tau}^{yx} = \frac{G_{ст}}{\tau} \left( V_{RO_2}^{yx} + V_{H_2O}^{yx} + V_{O_2}^{yx} + V_{N_2}^{yx} \right), \text{ м}^3/\text{ч} \quad (52)$$

где  $\tau$  - время работы мартеновской печи в год, ч.

Классификация и характеристики котлов-утилизаторов приведены в приложении 2.

**Пример 6.** Определить возможную выработку пара в котле-утилизаторе и подобрать котел-утилизатор для мартеновской печи садкой 420 т.

Определить экономию топлива и экономическую эффективность установки КУ.

**Исходные данные:** Печь основная, работающая скрап-рудным процессом, отапливается смесью природного газа и мазута с подачей кислорода в факел и ванну,  $G_{ст}=337000$  т/год;  $\tau=8200$  ч/год;  $V_{\tau}=60$  м<sup>3</sup>/т;  $B=49$  кг/т;  $L_{o_2}=38,6$  м<sup>3</sup>/т.

Состав газа:  $CH_4=95,7\%$   $C_2H_4=2,85\%$ ;  $CO_2=0,1\%$ ;  $N_2=1,35\%$ ; Состав мазута:  $C^p=85,5\%$ ;  $H^p=12,4\%$ ;  $S^p=0,5\%$ ;  $N^p=0,1\%$ ;  $W^p=1,0\%$ ;  $A^p=0,1\%$

Удельный расход шихты  $G_{ш} = 1098$  кг/т,

$t_1=700$ °С;  $t_2=200$ °С;  $B_3=0,180$  ту.т/гкал (0,043 ту.т/ГДж)

Удельные эксплуатационные затраты на КУ - 0,8 руб/Гкал. Удельные капитальные вложения в замещающую котельную 2,5 руб/Гкал.

**Решение.** Расход кислорода для сжигания природного газа (36):



$$L_{O_2} = 0,01 / 2 * 95,7 + 3,5 * 2,85 / * 2,014 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Расход кислорода для сжигания мазута (37):

$$L_{O_2} = 0,21 / 0,0899 (85,5 + 0,375 * 0,5) + 0,265 * 12,4 / * 2,31 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Общий расход кислорода (38):

$$L_{O_2} = 60 * 2,014 + 49 * 2,31 * 234 \text{ м}^3/\text{т},$$

Количество выгоревшего углерода на 1 т стали (40):

$$\Delta C = 0,01 (4,2 * 663 + 0,3 * 382 - 0,3 * 1000) = 26,0 \text{ кг}/\text{т}.$$

Расход кислорода в ванну (39):

$$L_{O_2} = 2,51 * 26 - 0,18 * 53 = 55,8 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Количество кислорода в уходящих газах на выходе из регенератора (41):

$$L_{O_2} (234 + 55,8) (1,6 - 1) = 173,6 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Объем трехатомных газов в уходящих газах (42):

$$V_{RO_2} = 0,01 (95,7 + 2 * 2,85 + 0,1) * 60 + 0,01866 (85,5 + 0,375 * 0,5) * 49 = \\ = 139,5 \text{ м}^3/\text{т}.$$

## 6.2. Тепло охлаждения мартеновских печей

Тепло охлаждения мартеновских печей составляет значительную часть в расходной части теплового баланса.

Потери тепла с охлаждающей водой определяют по эмпирическим формулам.

Для печей, работающих на газообразном топливе:

$$Q = \left( 5 - \frac{120}{E} \right) p_i \cdot S, \text{ Гкал}/\text{ч} \text{ или } Q = \left( 21 - \frac{502}{E} \right) p_i \cdot S, \text{ ГДж}/\text{ч} \quad (53)$$

Для мазутных печей:

$$Q = \left( 3 - \frac{50}{E} \right) p_i \cdot S, \text{ Гкал}/\text{ч} \text{ или } Q = \left( 12,6 - \frac{209}{E} \right) p_i \cdot S, \text{ ГДж}/\text{ч} \quad (54)$$

где E - номинальная садка печи;

p - максимальный коэффициент неравномерности (p=1,2-1,4);

i - коэффициент, учитывающий применение кислорода (i = 1,06);

S - коэффициент, учитывающий наличие задних охлаждаемых пятых балок ( $S=1,15$ ).

При переводе мартеновских печей на испарительное охлаждение возможная выработка пара составит:

$$Q_B = Q\chi\psi\tau, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (55)$$

где  $\chi$  - коэффициент, учитывающий долю элементов, работающих на испарительном охлаждении ( $\chi = 0,8-0,9$ );

$\psi$  - коэффициент, учитывающий потерю тепла в окружающую среду,  $\psi = 0,85-0,90$ ;

$\tau$  - число часов работы в году испарительного охлаждения.

Экономия топлива за счет использования пара испарительного охлаждения определяется по формуле (3).

**Пример 7.** Определить возможную выработку пара в системе испарительного охлаждения мартеновской печи садкой 420 г.

**Исходные данные:** Печь отапливается природным газом.

$\tau = 8200$  ч/год;  $\varphi = 0,90$ ;  $P = 1,3$ ;  $i = 1,6$ ;  $S = 1,15$ .

**Решение.** Потери тепла о охлаждаемой водой (53):

$$Q = (5 - \frac{120}{420}) 1,3 * 1,06 * 1,15 = 7,47 \text{ Гкал/год (31,3 ГДж/год)}.$$

Возможная выработка пара (55):

$$Q_B = 7,47 * 0,9 * 0,9 * 8200 = 49700 \text{ Гкал/год (208 * 10}^3 \text{ ГДж/год)}.$$

### 6.3 Энергия конвертерных газов

Энергия конвертерных газов состоит из физического и химического связанного тепла. Температура газов на выходе из конвертера 1500-1800 °С. Содержание окиси углерода в газах до 90%. Запыленность газов 120-180 г/м<sup>3</sup>.

Использование энергии конвертерных газов затруднено из-за периодичности их выхода. При очистке и охлаждении конвертерных газов без доступа воздуха используют их физическое тепло, а охлажденные газы применяют в качестве топлива. При поджигании СО конвертерных газов одновременно используется их физическое и химически связанное тепло.

При охлаждении конвертерных газов без дожигания СО в котле-охладителе (ОКГ) утилизируется физическое тепло и 10-15% химической энергии, т.к. часть СО догорает за счет неизбежных подсосов воздуха. В связи с большей запыленностью газов при охлаждении их без дожигания

применяются только радиационные охладители, в которых газ охлаждается до 800-1000 °С, а затем охлаждаются впрыском воды.

Возможная утилизация тепла конвертерных газов:

$$Q_y = G_{ст} V_{кг} \left[ (J_1 + \alpha Q_H^p) - J_2 + g_n c_n (t_1 - t_2) \right] \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (56)$$

где  $G_{ст}$  - выплавка стали, т/год;

$V_{кг}$  - удельный выход газов, м<sup>3</sup>/т;

$J_1, J_2$  - энтальпия конвертерных газов соответственно при  $t_1$  на выходе из конвертера и при  $t_2$  на выходе из ОКГ, ккал/м<sup>3</sup> (КДж/м<sup>3</sup>);

$Q_H^p$  - теплота горения конвертерных газов, ккал/м<sup>3</sup> (КДж/м<sup>3</sup>);

$\alpha$  - коэффициент, учитывающий дожигания части газов ( $\alpha = 0,1-0,15$ );

$g_n$  - выход пыли на 1 куб.м газа, кг/куб.м;

$c_n$  - теплоемкость пыли ( $c_n = 0,15$  ккал/кг·град (0,63 кДж/кг·град)).

$$V_{кг} = 1,866 \Delta C, \text{ м}^3/\text{т} \quad (57)$$

здесь  $\Delta C$  определяется по формуле (40).

Энтальпия конвертерных газов на выходе из конвертера:

$$J_1 = 0,01 \left( C_{CO_2} \cdot CO_2 + C_{CO} \cdot CO \right) \cdot t_1, \text{ ккал/м}^3 \text{ (КДж/м}^3) \quad (58)$$

При определении энтальпии газов на выходе из ОКГ необходимо учитывать изменение состава газов в результате подсоса воздуха и частичного дожигания СО.

Состав газа на выходе из ОКГ:

$$V_{CO_2} = 0,01(CO_2 + \alpha \cdot CO), \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (59)$$

$$V_{CO} = 0,01(1 - \alpha) CO, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (60)$$

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot N_2 \cdot L_0, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (61)$$

$$V_{H_2O} = 0,0161\alpha \cdot L_0, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (62)$$

где  $L_0$  - теоретически необходимое количество воздуха для полного сжигания 1 м<sup>3</sup> конвертерных газов, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (30).

$$J_2 = \left( C_{CO_2} \cdot V_{CO_2} + C_{CO} \cdot V_{CO} + C_{NO_2} \cdot V_{NO_2} + C_{H_2O} \cdot V_{H_2O} \right), \text{ ккал/м}^3 \text{ (КДж/м}^3) \quad (63)$$

Объем газов после конвертера, полученный из 1 м<sup>3</sup> конвертерного газа:

$$V_2^{\text{кр}} = \left( V_{\text{CO}_2} + V_{\text{CO}} + V_{\text{NO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \right), \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (64)$$

Возможная выработка тепла определяется по формуле (1)

$$Q_{\text{T}} = Q_{\text{y}} \cdot \beta \cdot \psi, \text{ Гкал/год (ГДж/год)}$$

Для котла ОКГ  $\beta = 1$ , т.к. конвертер без котла не может работать,  
 $\psi = 0,80 - 0,85$ .

Возможное использование химической энергии:

$$B_{\text{r}} = \chi \cdot G_{\text{ст}} \cdot V_{\text{кр}} \cdot V_2^{\text{кр}} \frac{Q_{\text{H}}^{\text{p}}}{Q_{\text{yT}}} \cdot 10^{-3}, \text{ т ус. т/год} \quad (65)$$

где  $\chi$  - доля общего выхода конвертерного газа, используемого в качестве топлива ( $\chi = 0,65 - 0,75$ );

$Q_{\text{H}}^{\text{p}}, Q_{\text{yT}}$  - теплоты сгорания конвертерного газа после ОКГ и условного топлива ккал/ м<sup>3</sup> (КДж/ м<sup>3</sup>), ккал/кг (КДж/кг)

$$Q_{\text{H}}^{\text{p}} = \left( Q_{\text{H}}^{\text{p}} \right)_{\text{CO}} \frac{V_{\text{CO}}}{V_2^{\text{кр}}}, \text{ ккал/ м}^3 \text{ (КДж/ м}^3) \quad (66)$$

При охлаждении газов с дожиганием СО возможную утилизацию конвертерных газов в ОКГ можно определить из следующего выражения:

$$Q_{\text{y}} = G_{\text{ст}} V_{\text{кр}} \left[ \left( J_1 + \alpha Q_{\text{H}}^{\text{p}} \right) - J_2 + g_{\text{п}} c_{\text{п}} (t_1 - t_2) \right] \cdot 10^6, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (67)$$

Энтальпия продуктов горения  $J_2$  на выходе из котла зависит от состава газов и коэффициента расхода воздуха  $\alpha$  и определяется по формулам (27) - (29). Температура на выходе из котла - 400-600 °С. Возможная выработка пара определяется так же, как и в случае без дожигания СО.

Использование пара ОКГ не превышает 80-85% от выработки.

**Пример 8.** Определить возможную выработку пара в ОКГ 100т конвертора без дожигания СО. Определить возможное использование химической энергии конвертерных газов в качестве топлива.

**Исходные данные:**  $Q_{\text{ог}} = 820000 \text{ т/год}$ ;  $G = 1074 \text{ кг/т}$ ;

состав газов: CO = 90%; CO<sub>2</sub> = 10%; α = 0,10. 80

**Решение.** Удельный выход конверторных газов (57) и (40): 100  
Энтальпия газов на выходе из конвертора (58):

$$J_1 = 0,01(0,3676*90 + 0,5655*10) 1600 = 620 \text{ ккал/м}^3 \text{ (2600 кДж/ м}^3\text{)}.$$

Теплота горения конверторных газов:

$$QH = 30,18*90 = 2720 \text{ ккал/м}^3 \text{ (11370 кДж/ м}^3\text{)}.$$

Состав и количество газа на выходе из котла (59), (60), (61), (62), (64):

$$V_{CO} = 0,01(10 + 0,1*90) \gg 0,19 \text{ м}^3/\text{ м}^3;$$

$$V_{CO} 0,01(1 - 0,1)*90 = 0,81 \text{ м}^3/\text{ м}^3;$$

$$L_0 = 0,0476*0,5*90 = 2,14 \text{ м}^3/\text{ м}^3;$$

$$V = 0,79*0,1*2,14 = 0,17 \text{ м}^3/\text{ м}^3;$$

$$V_{H_2O} = 0,0161*2,14*0,1 = 0,003 \text{ м}^3/\text{ м}^3;$$

$$V_2 = 0,19 + 0,81 + 0,17 + 0,003 = 1,173 \text{ м}^3/\text{ м}^3.$$

**Пример 9.** Определить возможную выработку пара ОКГ и экономию топлива при охлаждении конверторных газов с дожиганием и сравнить с данными без дожигания».

**Исходные данные** взять из примере 8. α- 1,3;

**Решение.** Объемы составляющих продуктов горения на выходе из котла:

$$L_0 = 0,0476*0,5*90 = 2,14 \text{ м}^3/\text{ м}^3;$$

$$V = 0,01(90+10) = 11 \text{ м}^3/\text{ м}^3;$$

$$V_{n_2} = 0,79*2,14 = 1,69 \text{ м}^3/\text{ м}^3;$$

$$V_{H_2O} = 0,0161*2,14 = 0,035 \text{ м}^3/\text{ м}^3.$$

Энтальпия продуктов горения на выходе из котла (26)

$$J_2 = (0,477*1,0+0,317*1,69+0,380*0,035+$$

$$+0,327*0,3*2,14)500 = 618 \text{ ккал/ м}^3 \text{ (2580 кДж/ м}^3\text{)},$$

Возможное использование энергии конверторных газов (67):

$$Q_V = 82*104*80/(620+2720)-618+0,15(1600-500)/10-6 =$$

$$= 18*104 \text{ Гкал/год (753*103 ГДж/год)}.$$

Возможней выработке пара (I):

$$Q_V = 18*104*1*0,8 = 144*103 \text{ Гкал/год (600*103 ГДж/год)}.$$

Экономия топлива при  $\sigma = 0,85$  (3):

$$\Delta B = 0,180 \cdot 144 \cdot 103 \cdot 0,85 = 22000 \text{ т/год.}$$

Возможная выработка пара по сравнению со схемой без дожигания увеличивается в  $144000:27200=5,3$  раза, хотя экономия топлива с учетом использования охлажденного газа в качестве топлива остается неизменной.

#### 6.4 Физическое тепло стали

Количество физического тепла стали, определяется количеством выплавленной стали и ее энтальпией на выпуске из агрегата:

$$Q_{ст} = G_{ст} i_{ст} \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (68)$$

Энтальпия жидкой стали:

$$i_{ст} = C_0^{т_{пл}} t_{пл} + g_{ст} + C_{t_{пл}}^t (t - t_{пл}), \text{ ккал/кг (кДж/кг)} \quad (69)$$

где  $t$  - температура жидкой стали,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{пл}$  - температура плавления стали,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$g_{ст}$  - скрытая теплота плавления стали = 65 ккал/кг (263 кДж/кг);

$C_0^{т_{пл}}$  - средняя теплоемкость стали в интервале температур от  $0^{\circ}\text{C}$  до  $t_{пл}$  (равна 0,167 ккал/кг или 0,7 кДж/кг);

$C_{t_{пл}}^t$  - средняя теплоемкость жидкой стали в интервале температур от  $t_{пл}$  до  $t$ ; ( $C_{t_{пл}}^t$  -0,2 ккал/кг или 0.837 кДж/кг).

На металлургических заводах с полным циклом часть физического тепла стали используется с горячим всадом слитков в нагревательные устройства. Оптимальная температура всада 800-900  $^{\circ}\text{C}$ .

Возможное использование физического тепла стали с горячим всадом:

$$Q_u = G_{вс} \cdot C_0^{t_{вс}} \cdot t_{вс} \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (70)$$

где  $G_{вс}$  - масса горячего всада слитков, т/год;

$t_{вс}$  - температура горячего всада,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$C_0^{t_{вс}}$  - средняя температура стали в интервале температур от  $0^{\circ}\text{C}$  до  $t_{вс}$ , ккал/кг (кДж/кг).

Экономия топлива за счет использования тепла горячих слитков не рассчитывается, т.к. она учитывается при нормировании расхода топлива на нагрев металла.

При непрерывной разливке стали можно использовать тепло перегрева и затвердевания стали. Возможная выработка тепла в первичных кристаллизаторах УНРС с испарительным охлаждением:

$$Q_B = G_{ст} \psi \left[ \chi g_{ст} C_{t_{пл}}^t (t - t_{пл}) \right] \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (71)$$

где  $G_{ст}$  - масса жидкой стали, разлитой на УНРС, т/год;

$\psi$  - коэффициент, учитывающий потери тепла кристаллизатором в окружающую среду ( $\psi = 0,85$ );

$\chi$  - доля металла, затвердевшего в кристаллизаторах ( $\chi = 0,6$ );

$t$  - температура металла, поступающего на УНРС, °С.

На 1 т металла в системе испарительного охлаждения УНРС вырабатывается 52-66 кг пара.

Возможная экономия топлива определяется по формуле (3).

**Пример 10.** Определить возможную выработку пара первичного кристаллизатора УНРС.

**Исходные данные:**  $G_{ce} = 820000$  т/год;  $\alpha = 0,6$ ;  $t_{нА} = 1500^\circ\text{C}$ ;  $t = 1600^\circ\text{C}$ ;  $\psi = 0,85$ .

**Решение.** Возможная выработка пара (71):

$Q_B = 820000 \cdot 0,85 / 0,6 \cdot 65 + 0,2(1600 - 1500) / 10^{-3} = 41000$  Гкал/год (172000 ГДж/год).

## 6.5 ФИЗИЧЕСКОЕ ТЕПЛО ШЛАКА

Выход физического тепла шлака сталеплавильного производства определяется его количеством и энтальпией:

$$Q_{шл} = G_{шл} i_{шл} \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (72)$$

$$i_{шл} = g_{шл} + C_{шл} t_{шл}, \text{ ккал/кг (кДж/кг)} \quad (73)$$

где  $Q_{шл}$  - количество шлака, т/год;

$i_{шл}$  - энтальпия шлака, ккал/кг (кДж/кг);

$C_{шл}$  - теплоемкость шлака ( $C_{шл} = 0,298$  ккал/кг·град или 1,25 кДж/кг·град);

$g_{шл}$  - скрытая теплота плавления шлака,  $g_{шл} = 50$  ккал/кг (209 кДж/кг).

## 7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА ВЭР ПРИ НАГРЕВЕ МЕТАЛЛА ПЕРЕД ПРОКАТКОЙ

Ко вторичным энергоресурсам при нагреве металла перед прокаткой относятся физическое тепло уходящих газов нагревательных устройств и тепло, теряемое с охлаждением.

### 7.1 ФИЗИЧЕСКОЕ ТЕПЛО УХОДЯЩИХ ГАЗОВ

Температура уходящих газов нагревательных печей колеблется в широких пределах от 200-250 °С, а в печах, не имеющих рекуператоров, достигает 900-1000 °С.

Выход физического тепла уходящих газов:

$$Q_v = V \cdot I_1 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (74)$$

а возможная утилизация

$$Q_y = V \cdot (I_1 - I_2) \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (75)$$

где  $V$  - годовой расход топлива, кг/год для жидкого топлива или м<sup>3</sup>/год для газообразного;

$I_1$  - энтальпия продуктов горения 1 м<sup>3</sup> или 1 кг топлива при температуре  $t_1$  на входе в котел-утилизатор, ккал/ м<sup>3</sup> (кДж/ м<sup>3</sup>) или ккал/кг (кДж/кг);

$I_2$  - тоже при  $t_2$  на выходе из котла.

Температура уходящих из котла газов 200-250 °С.

Если нагревательная печь отапливается смесью топлив, то возможная утилизация тепла уходящих газов равна сумме их для отдельных топлив:

$$Q_y = [V_1 \cdot (I_1 - J_2) + V_2 \cdot (I_1 - J_2)] \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (76)$$

где  $V_1, V_2$  - годовые расходы отдельных видов топлив.

Энтальпия продуктов горения определяется по формуле (26), а объем отдельных составляющих продуктов горения - по формулам (27)-(30), возможная выработка тепла определяется по формуле (1).

Так как уходящие газы нагревательных устройств не запылены и выход их довольно стабилен, то  $\beta = 1$ .

Если нагревательная печь работает без рекуператора, то тепло уходящих газов целесообразно использовать для подогрева воздуха, идущего на горение или топлива.

Экономия топлива при этом будет составлять:

$$\vartheta = \frac{a \cdot p \cdot 100}{100 - a(1-p)} = \frac{J_1 p \cdot 100}{Q_H^p - J_1(1-p)}, \% \quad (77)$$



где  $a$  - тепло уходящих из печи газов в % по отношению к подведенному в печь теплу:

$$a = \frac{J_1}{Q_H^p} 100, \% \quad (78)$$

$P$  - степень регенерации тепла:

$$p = \frac{J_1 - J_2 - Q_{\text{пот}}}{J_1} \quad \text{или} \quad p = \frac{\eta(J_1 - J_2)}{J_1}, \% \quad (79)$$

где  $J_1, J_2$  - энтальпия газов на входе и выходе из регенератора (рекуператора) ккал/м<sup>3</sup> (кДж/м<sup>3</sup>);

$Q_{\text{пот}}$  - потери тепла в регенераторе, ккал/м<sup>3</sup> (кДж/м<sup>3</sup>);

$\eta$  - КПД регенератора (рекуператора).

Экономия натурального топлива за счет установки регенератора (рекуператора)

$$B = \frac{B \cdot \Delta}{100}, \text{ кг/год (м}^3\text{/год)} \quad (80)$$

где  $B$  - расход топлива до установки рекуператора, кг/год (м<sup>3</sup>/год).

При комбинированном использовании тепла уходящих газов в регенераторе и в котле-утилизаторе энтальпия уходящих газов определяется по формуле (26) при температурах:

$t_1$  - на входе в регенератора;

$t_2$  - на выходе из регенератора;

$t_3$  - на входе в котел;

$t_4$  - на выходе из котла.

$t_3 < t_2$  за счет потерь тепла и подсосов воздуха в дымовом тракте между регенератором и котлом. Тогда возможная утилизация тепла с учетом сокращения расхода топлива за счет его рекуперации:

$$Q_y = (B - b_3)(J_3 - J_4) \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (81)$$

Возможная выработка пара в КУ определяется по формуле (1).

Часовой расход уходящих газов для выбора КУ:

$$V_4 = \frac{B - B_3}{\tau} = \left[ V_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} + (\alpha - 1)L_{\text{O}} \right], \text{ м}^3\text{/ч} \quad (82)$$

где  $\tau$  - время работы печи, ч/год.

**Пример 11.** Определить возможную экономию топлива и возможную выработку пара при установке на нагревательной печи рекуператора и котла-утилизатора. Подобрать КУ.

**Исходные данные:**  $t_1 = 900^\circ\text{C}$ , расход природного газа,  $B = 28600$  тыс.м<sup>3</sup>/год. Состав газа:  $\text{CH}_4 = 92\%$ ;  $\text{C}_2\text{H}_6 = 0,5\%$ ;  $\text{CO} = 1,0\%$ ;  $\text{CO}_2 = 0,4\%$ ;  $\text{H}_2 = 2,6\%$ ;  $\text{O}_2 = 0,5$ ;  $\text{N}_2 = 3,0\%$ ;  $d = 19,4$  г/м<sup>3</sup>;  $Q_H = 8030$  ккал/м<sup>3</sup> (33600 кДж/м<sup>3</sup>);  $\tau = 5000$  ч/год;  $t_2 = 550^\circ\text{C}$ ;  $t_3 = 500^\circ\text{C}$ ;  $t_4 = 200^\circ\text{C}$ ;  $\alpha_1 = 1,2$ ;  $\alpha_2 = 1,3$ ;  $\alpha_3 = 1,4$ ;  $\alpha_4 = 1,5$ .

**Решение.** Количество воздуха в состав продуктов горения при сжигании 1 м<sup>3</sup> природного газа;

$$L_0 = 0,0476/0,5(1+2,6)+2*92+3,5*0,5-0,5/ = 8,9 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01(0,4+1,0+92+2*0,5) = 0,94 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01(2,6+2*92+3*0,5+0,124*19,4) + 0,0161*8,9 = 2,05 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V_{\text{N}_2} = 0,79*8,9 + 3/100 = 7,06 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Энтальпия уходящих газов (26):

на входе в рекуператор:

$$J_1 = (0,516*0,94+0,404*2,05+10,331*7,06+0,395(1,2-1)8,9)900 = 3820 \text{ ккал/м}^3 \text{ (16000 кДж/м}^3\text{)};$$

на выходе из рекуператора:

$$J_2 = (0,485*0,94+0,386*2,05+0,322*7,06+0,326(1,3-1)8,9)550 = 2415 \text{ ккал/м}^3 \text{ (10100 кДж/м}^3\text{)};$$

на входе в котел утилизатор;

$$J_3 = (0,479*0,94+0,382*2,05+0,3205*7,06+0,324(1,4-1)8,9)500 = 2318 \text{ ккал/м}^3 \text{ (9700 кДж/м}^3\text{)};$$

на выходе из котла-утилизатора:

$$J_4 = (0,433*0,94+0,360*2,05+0,308*7,06+0,312(1,5-1)8,9)200 = 942 \text{ ккал/м}^3 \text{ (3943 кДж/м}^3\text{)}.$$

Возможная выработка тепла в КУ при  $\psi = 0,85$  (1):

$$Q_g = 0,85*30200 = 25650 \text{ Гкал/год (107300 гДж/год)}$$

Среднечасовой расход продуктов горения через КУ (82):

$$V_r = \frac{28600*10^3 - 6610*10^3}{5000} / 0,94+2,05+7,06+(1,4-1)8,9 = 59800 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

По величине  $V_r$  из приложения 2 выбираем КУ-60.

## 7.2 ТЕПЛО ОХЛАЖДЕНИЯ НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ ПЕЧЕЙ

Потери тепла с охлаждающей водой в нагревательных печах составляют 12-20% от тепловой нагрузки печи, а иногда и 25%. Для укрупненных расчетов потери тепла с охлаждением можно принять в среднем 16-18 % тепловой мощности:

$$Q = (0,16-0,18)M, \text{ Гкал/ч (ГДж/ч), м}^3/\text{ч} \quad (83)$$

где M - тепловая мощность печи, Гкал/ч (ГДж/ч).

Более точно потери тепла с охлаждаемой водой нагревательных печей определяется из теплового баланса.

Выработка пара и экономия топлива за счет использования пара испарительного охлаждения нагревательных печей, если известные потери с охлаждением, определяются аналогично, как и для мартеновских печей.

## 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА ВЭР КОКСОХИМИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

Ко вторичным энергоресурсам коксохимического производства относятся физическое тепло кокса, коксового газа и уходящих продуктов горения.

### 8.1 Физическое тепло раскаленного кокса

За использования физического тепла кокса в установках сухого тушения (УСТК) получают пар энергетических параметров.

Выход физического тепла:

$$Q_v = G_k * C_{1k} * t_1, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (84)$$

а возможная утилизация тепла:

$$Q_u = G_k * (C_{1k} * t_1 - C_{2k} * t_2), \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (85)$$

где  $G_k$  - производство кокса, т/год;

$t_1, t_2$  - температура кокса при выгрузке и на выходе из УСТК, °С;

$t_1 = 1000 \text{ C}; t_2 = 250 \text{ C};$

$C_{1k}, C_{2k}$  - средние теплоемкости кокса при  $t_1$  и  $t_2$  ккал/кгград (кДж/кгград). Средняя теплоемкость кокса в зависимости от температуры приведена в приложении 3.

Возможная выработка пара в УСТК

$$Q_B = \xi \cdot (Q_{y+a} \cdot G_K \cdot Q) \quad , \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad Q_B \quad (86)$$

где  $\xi$  - доля кокса, охлаждаемая сухим способом;  
 $a$  - угар кокса в установке ( $a = 0,001$ );  
 $Q_p$  - теплота горения кокса, ккал/кг (кДж/кг);  
 - КПД установки сухого тушения.

**Пример 12.** Определить возможную утилизацию тепла и выработку пара в УСТК.

**Исходные данные:**  $G_K = 1716 \cdot 10^{-3}$  т/год;  $t_1 = 1000^\circ\text{C}$ ;  $t_2 = 250^\circ\text{C}$ ;  
 $Q_H = 7100$  ккал/кг;  $\beta = 1$ ;  $\alpha = 0,001$ ;  $\eta = 0,85$ . | Г

**Решение.** Возможная утилизация тепла (85):

$$Q_y - 1716(0,351 \cdot 1000 - 0,237 \cdot 250) = 50 \cdot 104 \text{ Гкал/год (} 209 \cdot 104 \text{ ГДж/год),}$$

Возможная выработка пара (86):

$$Q_B = (500000 + 0,001 \cdot 1716 \cdot 7100) 0,85 \cdot 435000 \text{ Гкал/год (} 1820000 \text{ ГДж/год).}$$

## 8.2 Физическое тепло коксового газа

Коксовый газ в смеси с водяным паром и продуктами коксования на выходе из коксовых батарей имеет температуру около  $700^\circ\text{C}$ . Использование физического тепла коксового газа может применяться для нагрева воды в рубашках на стояках и для нагрева поглотительного раствора сероочистки.

### 8.2.1 Нагрев воды в рубашках на стояках

При этом способе температура охлажденного газа на выходе из стояка должна быть не менее  $520^\circ\text{C}$  во избежание конденсирования смолы.

Возможная утилизация тепла:

$$Q_y = G_{ш} \cdot (C_g M_g + C_{см} M_{см} + C_b M_b + C_M M + C_{s,C_o} M_{s,C_o}) \cdot (t_g - 520) \cdot 10 \quad , \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (87)$$

где  $G_{ш}$  - количество сухой шихты для коксования, т/год;  $t_g$  - температура коксового газа на выходе из печи,  $^\circ\text{C}$ ;  $C_g, C_{см}, C_b, C_M, C_{s,C_o}$  - массовые теплоемкости сухого газа, смолы, бензола, аммиака, сероводорода и воды, ккал/кг\*град (кДж/кг\*град);  $M_g, M_{см}, M_b, M_M, M_{s,C_o}$  - соответственно выход сухого газа, смолы, бензола, аммиака, сероводорода и воды в % по массе сухой шихты.

$$C_{см} = 0,35 + 0,392 \cdot 10^{-4} \cdot t \quad , \text{ ккал/кг*град} \quad (88)$$

$$C_b = 0,25 + 0,314 \cdot 10^{-4} \cdot t \quad , \text{ ккал/кг*град} \quad (89)$$

**Пример13.** Определить возможную утилизацию тепла коксового газа в стояках для нагрева воды.

**Исходные данные:**  $G_{ин} = 2208 \cdot 10^3$  т/год;  $m_c = 16\%$

Состав сухого коксового газа по объему:  $H_2 = 56,7\%$ ;  $CO = 655$ ;  $CO_2 = 3\%$ ;  $C_2 = 0,8\%$ ;  $CH_4 = 26\%$ ;  $C_2H_4 = 2,5\%$ ;  $N_2 = 5\%$ .

**Решение.** Для определения средних теплоемкостей определяем среднюю температуру газа:

$$t_{cp} = \frac{700 + 520}{2} = 610^\circ C.$$

Объемная теплоемкость сухого коксового газа:

$$C_r = 0,01(0,318 \cdot 56,7 + 0,387 \cdot 6 + 0,486 \cdot 3 + 0,337 \cdot 0,8 + 0,545 \cdot 26 + 0,545 \cdot 26 + 0,322 \cdot 5 + 0,702 \cdot 2,5) = 0,395 \text{ ккал/м}^3 \text{ град (1,645 кДж/м}^3 \text{ град)}.$$

Для определения массовой теплоемкости находим плотность коксового газа:

$$\rho_r = \frac{0,01}{22,4} (56,7 \cdot 2 + 6 \cdot 28 + 3 \cdot 44 + 0,8 \cdot 32 + 26 \cdot 16 + 5 \cdot 28 + 2,5 \cdot 28) = 0,48 \text{ кг/м}^3.$$

Теплоемкость паров смолы (88):

$$C_{cm} = 0,305 + 0,392 \cdot 10^{-3} \cdot 610 = 0,554 \text{ ккал/кг} \cdot \text{град (2,28 кДж/кг} \cdot \text{град)}.$$

Теплоемкость бензола (89):

$$C_g = 0,25 + 0,314 \cdot 10^{-3} \cdot 610 = 0,441 \text{ ккал/кг} \cdot \text{град (1,85 кДж/кг} \cdot \text{град)}.$$

## 8.2.2 Нагрев поглощительных растворов сероочистки

Сырой коксовый газ охлаждается водой в газосборниках до температуры  $82-83^\circ C$ . Физическое тепло газа полностью расходуется на испарение воды. Насыщенный коксовый газ поступает в теплообменники для нагрева поглощительного раствора сероочистки, где охлаждается до  $75^\circ C$ . При этом конденсируется  $40-45\%$  влаги в газе, за счет чего используется часть физического тепла коксового газа.

Возможная утилизация тепла:

$$Q_u = \beta \cdot G_{ш} \cdot V_r \cdot (i_1 - i_2) \cdot 10^3, \text{ Гкал/год (ГДж/год)} \quad (90)$$

где  $\beta$  - коэффициент, учитывающий долю коксового газа, проходящего через теплообменники,  $\beta = 1$ ;

$V_{\Gamma}$  - выход сухого коксового газа на 1 т шихты, м<sup>3</sup>/т;  
 $i_1, i_2$  - энтальпии коксового газа, полученного на 1 м<sup>3</sup> сухого газа, при входе и на выходе из теплообменника, ккал/куб.м (кДж/ м<sup>3</sup>).  
 Энтальпия насыщенного газа приведена в приложении 9.4.

**Пример 14.** Определить возможную утилизацию тепла коксового газа для нагрева раствора.

**Исходные данные:**  $t_1 = 83^{\circ}\text{C}$ ;  $t_2 = 75^{\circ}\text{C}$ ;  $G_w = 2208 \cdot 10^3$  т/год;  
 $V_{\Gamma} = 335$  м<sup>3</sup>/т шихты;  $\beta = 1$ .

**Решение.** Возможная утилизация тепла (90):

$$Q_y = 2208 \cdot 10^3 \cdot 335 (602,7 - 340,3) \cdot 10^{-6} = 194 \cdot 10^3 \text{ Гкал/год (813000 кДж/год).}$$

$$J_1 = 602,7 \text{ ккал/ м}^3; \quad j_2 = 340,3 \text{ ккал/ м}^3.$$

### 8.3 Тепло уходящих газов коксовых печей

Температура уходящих газов коксовых печей после рекуператора составляет около 300 °С. Тепло уходящих газов может быть использовано для подогрева воды или шихты перед загрузкой в печь.

Выход и возможная утилизация тепла уходящих газов:

$$Q_w = V_{\Gamma} \cdot J_1 \cdot 10^3, \quad \text{ккал/год (кДж/год)} \quad (91)$$

$$Q_y = V_{\Gamma} \cdot (J_1 - J_2) \cdot 10^3, \quad \text{ккал/год (кДж/год)} \quad (92)$$

Где:  $V_{\Gamma}$  - расход газообразного топлива на обогрев коксовых печей, куб.м/год;

$J_1, J_2$  - энтальпия продуктов горения 1 куб.м газа на входе и выходе из утилизационной установки, Гкал/ м<sup>3</sup> (кДж/ м<sup>3</sup>).

Расчет энтальпии и состава продуктов горения производится по формулам (26)-(30).

## 9 Производство генераторного газа

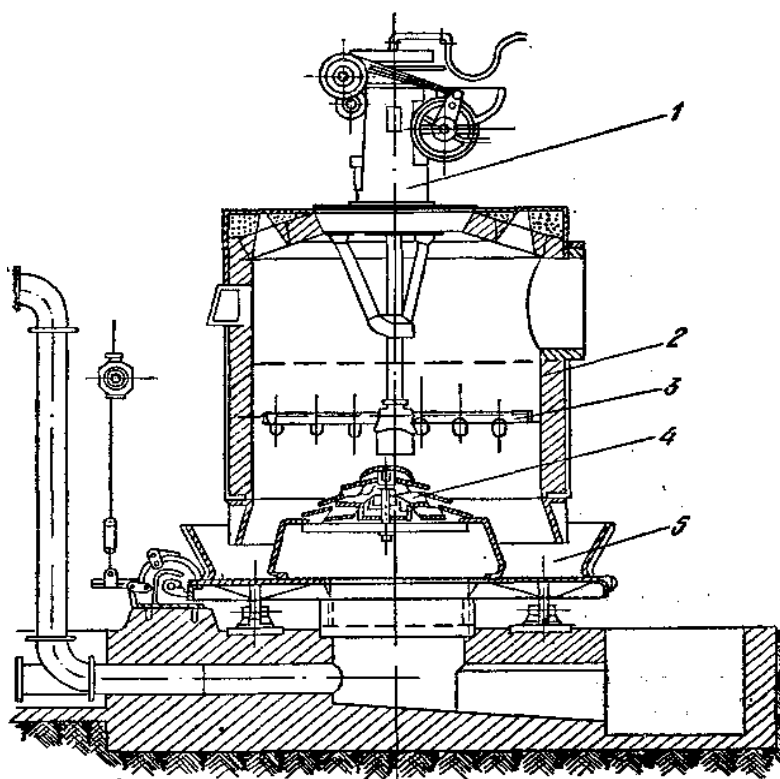
Изучить конструкцию современных газогенераторных установок:

- с использованием природного газа: каталитический конвертер, шахтный автотермический конвертер, высокотемпературный генератор

- с использованием мазута: высокотемпературный генератор, основные технологические параметры и показатели процесса, преимущества и недостатки

### 9.1 Расчет состава генераторного газа с применением для газификации атмосферного воздуха.

Одно из перспективных направлений в создании новых энерготехнологических установок в черной металлургии – создание печей прямого получения железа по методу бескоксовой металлургии. В данном способе получения железа необходимо предварительное получение газавосстановителя. Такой газ можно получить путем газификации угля. Качество получаемого газа существенным образом сказывается на последующем процессе восстановления оксидов железа, поэтому расчет газификации имеет большое значение. Процесс газификации сводится к неполному сжиганию твердого топлива. Схема газогенератора приведена на рисунке 1.



1 — засыпное устройство; 2 — газогенератор; 3 — гребенка для выравнивания слоя угля; 4 — колосниковая решетка; 5 — вращающаяся чаша

Рисунок 1- Схема газогенератора

Состав генераторного газа можно рассчитать по методу В. Е. Грум-Гржимайло или по методу Н. Н. Доброхотова. Ниже приведен расчет газификации бурого угля по методу Н. Н. Доброхотова.

Состав бурого угля, %:

W <sup>p</sup>	A <sup>p</sup>	S <sup>p</sup>	C <sup>p</sup>	H <sup>p</sup>	N <sup>p</sup>	O <sup>p</sup>	Σ	Q <sub>H<sup>p</sup></sub>
18,0	17,7	1,2	46,2	3,4	1,1	12,4	100	4177 ккал/кг

Производим расчет рабочего состава топлива на молекулярные объемы:

$$C = 46,2 / 12 = 3,85$$

$$H_2 = 3,4 / 2 = 1,7$$

$$O_2 = 12,4 / 32 = 0,388$$

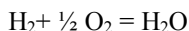
$$N_2 = 1,1 / 28 = 0,0393$$

где: 12, 2, 32, 28 – атомные и молекулярные веса углерода, водорода, кислорода и азота соответственно.

## **Расчет газа, получаемого в зоне сухой перегонки газогенератора**

### ***1 Водяные пары***

1. 50% кислорода угля переходит в водяные пары (при среднем ходе газогенератора), что составляет  $0,388/2 = 0,194$  молей, тогда по реакции



уйдет водорода и образуется воды  $0,194 * 2 = 0,388$  моля.

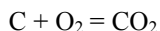
2. Влага топлива полностью переходит в газ. Всего паров воды

$$0,388 + 1,000 = 1,388 \text{ моля.}$$

### ***2 Углекислота***

На образование углекислоты расходуется 25% кислорода топлива, что составляет

$$0,388 * 0,25 = 0,097 \text{ моля, тогда то реакции}$$



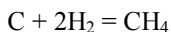
расходуется 0,097 молей углерода и образуется 0,097 молей углекислоты.



### **3 Метан**

На образование метана расходуется 30% водорода топлива, что составляет

$$1,70 * 0,3 = 0,51 \text{ моля, тогда по реакции}$$



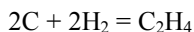
углерода расходуется в два раза меньше, чем водорода, т. е.

$$0,51 / 2 = 0,255 \text{ моля, и образуется } 0,255 \text{ молей метана.}$$

### **4 Этилен**

На образование этилена расходуется 5% водорода топлива, что составляет

$$1,70 * 0,05 = 0,085 \text{ моля, тогда по реакции}$$



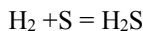
расходуется 0,085 моля углерода и образуется этилена в два раза меньше, чем расходуется углерода, т. е.  $0,085 / 2 = 0,0425$  моля.

### **5 Азот**

Весь азот топлива переходит в газ.

### **6 Сероводород**

На образование сероводорода расходуется 80% серы топлива  $0,0375 * 0,80 = 0,03$  моля, тогда по реакции



расходуется 0,03 моля водорода топлива и образуется 0,03 моля сероводорода.

### **7 Смола**

В смолу расходуется столько углерода, сколько водорода содержится в топливе, т. е. 3,4 кг на 100 кг топлива. Принимаем состав смолы: 83% С, 7% Н<sub>2</sub>, 10% О<sub>2</sub>. Выход смолы на 100 кг топлива составляет

$$g_{\text{смола}} = C_{\text{смола}} / \text{доля углерода в смоле} = 3,4 / 0,83 = 4,1 \text{ кг.}$$

На образование смолы расходуется, молей:

$$\begin{aligned} \text{Углерода} & \dots\dots\dots 4,1 * 83 / (100 * 12) = 0,284 \\ \text{Водорода} & \dots\dots\dots 4,1 * 7 / (100 * 2) = 0,143 \\ \text{Кислорода} & \dots\dots\dots 4,1 * 10 / (100 * 32) = 0,0128 \end{aligned}$$

## 8 Водород

Весь оставшийся водород топлива переходит в газ. Израсходовано водорода (молей) на образование

$$\begin{array}{r} \text{Воды} \dots\dots\dots 0,388 \\ \text{Метана} \dots\dots\dots 0,510 \\ \text{Этилена} \dots\dots\dots 0,085 \\ \text{Сероводорода} \dots\dots\dots 0,030 \\ \text{Смола} \dots\dots\dots 0,143 \\ \hline 1,156 \end{array}$$

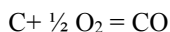
Имелось в топливе 1,70 моля; следовательно, переходит в газ 1,70 - 1,156 = 0,544 моля водорода.

## 9 Окись углерода

Оставшийся кислород топлива переходит в окись углерода. Израсходовано кислорода (молей) на образование

$$\begin{array}{r} \text{Воды} \dots\dots\dots 0,194 \\ \text{Углекислоты} \dots\dots\dots 0,097 \\ \text{Смола} \dots\dots\dots 0,0128 \\ \hline 0,3038 \end{array}$$

Остаток 0,388 - 0,3038 = 0,0842 переходит в CO. Тогда по реакции



расходуется углерода топлива в два раза больше и образуется окиси углерода 0,0842 \* 2 = 0,1684 моля.

## 10 Углерод в золе

Потери углерода в золе принимаем 9,6% от всей золы, т. е.  $9,6 * 17,7 / (100 * 12) = 0,1416$  моля.

### *Расчет состава основного генераторного процесса*

В основном генераторном процессе в зоне газификации принимает участие углерод, оставшийся от сухой перегонки угля:

$$C_{\text{газиф}} = C - (C_{\text{CO}_2} + C_{\text{CH}_4} + C_{\text{C}_2\text{H}_4} + C_{\text{CO}} + C_{\text{смоля}} + C_{\text{золя}}) = 3,85 - (0,097 + 0,255 + 0,085 + 0,284 + 0,1684 + 0,1416) = 2,819 \text{ моля.}$$

Расчет основного генераторного процесса по определению количества газов производится путем составления и решения системы 5 уравнений.

I уравнение — баланс по углероду. Весь остаток углерода идет на образование  $\text{CO}_2$  и  $\text{CO}$

$$\text{CO} + \text{CO}_2 = C_{\text{газиф}}, \text{ т.е.}$$

$$\text{CO} + \text{CO}_2 = 2,819$$

II уравнение — баланс по водороду.

$$\text{H}_2 + \text{H}_2\text{O} = \text{П} / 18,$$

где П — расход пара, который колеблется в пределах 25—40 кг на 100 кг угля; для данного расчета расход принят равным 30.

$$\text{П} / 18 = 1,67 \text{ моля.}$$

уравнение примет вид  $\text{H}_2 + \text{H}_2\text{O} = 1,67$  или  $\text{H}_2 = 1,67 - \text{H}_2\text{O}$

III уравнение — константа равновесия.

$$K = \text{CO} * \text{H}_2\text{O} / (\text{CO}_2 * \text{H}_2)$$

Константа равновесия для топлива всех видов колеблется в пределах 1,7—3,0. Правильность принятой величины константы проверяем расчетом после определения состава газа. При принятом значении константы равновесия  $K = 2,30$  уравнение примет вид

$$K = \text{CO} * \text{H}_2\text{O} / (\text{CO}_2 * \text{H}_2) = 2,3$$

IV уравнение — баланс по кислороду. Приход кислорода соответствует количеству кислорода, внесенному воздухом и водяным паром. Количество кислорода, внесенного воздухом, равно  $N_2 * 21 / 79$  (21 – содержание кислорода в воздухе, 79 – содержание азота в воздухе), а водяным паром  $H_2 / 2$ . Расход кислорода складывается из расхода кислорода на образование  $CO_2$ , равного по количеству  $CO_2$ , и на образование  $CO$ , равного  $CO / 2$ .

Приравняв приход кислорода его расходу, получим

$$N_2 * 21 / 79 + H_2 / 2 = CO_2 + CO / 2$$

после преобразования получаем

$$2 * CO_2 + CO = N_2 * 1,88 + H_2$$

V уравнение — тепловой баланс газогенератора. Принимаем температуру газа 400°.

### ***Приход тепла***

1. Теплотворная способность 100 кг топлива:

$$Q_{HP} * 100 = 4177 * 100 = 417700 \text{ ккал.}$$

2. Теплосодержание пара, вводимого с дутьем, составляет :

$$(30 / 18) * 22,4 * 0,358 * 70 = 941 \text{ ккал,}$$

где: 0,358 — теплоемкость пара при 70°С

30 – расход пара в газогенератор (приняли ранее)

70 - температура после зоны сушки (принимать такую же)

Приход тепла составляет  $417700 + 941 = 418641$  ккал

### ***Расход тепла***

1. Теплотворная способность продуктов сухой перегонки:

а) при горении окиси углерода выделится тепла

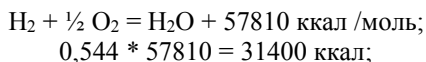
$$CO + \frac{1}{2} O_2 = CO_2 + 67\,680 \text{ ккал/моль; } 0,1684 * 67\,680 = 11350 \text{ ккал;}$$

б) при горении метана выделится тепла

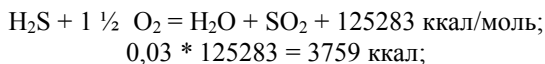
$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O + 191\,902 \text{ ккал/моль;}$$

$$0,255 * 191902 = 49000 \text{ ккал;}$$

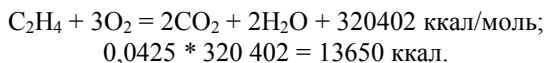
в) при горении водорода выделится тепла



г) при горении сероводорода выделится тепла



д) при горении этилена выделится тепла



Итого по данной статье:

$$11350 + 49000 + 31400 + 3759 + 13650 = 109159 \text{ ккал.}$$

2. Физическое тепло продуктов сухой перегонки не учитываем.

3. Теплотворная способность и теплосодержание смолы:

$$Q_{\text{н см}}^{\text{п}} * g_{\text{смолы}} + g_{\text{смолы}} * c * t = 8000 * 4,1 + 4,1 * 0,5 * 400 = 33620 \text{ ккал,}$$

где: 8000—теплотворная способность смолы, ккал/кг(принять столько же);

0,5—теплоемкость смолы, ккал/кг \* град (принять столько же);

400 — температура газа после зоны сухой перегонки, °С. (принять столько же)

4. Потери тепла излучением стенками газогенератора .принимая равными 6% от количества внесенного углем в газогенератор тепла:

$$417700 * 0,06 = 25000 \text{ ккал.}$$

5. Теплотворная способность углерода золы равна  $0,08 * 17,7 * 8100 = 11500$  ккал,

где: 8100 — теплотворная способность чистого углерода, ккал/кг.

Расход тепла по первым пяти статьям составляет

$$109159 + 33620 + 25060 + 11500 = 179339 \text{ ккал.}$$

Остальное тепло, заключенное в газе, полученном при основном генераторном процессе в виде химической энергии (теплотворная способность) и физического тепла, определяется по разности

$$418641 - 179339 = 239302 \text{ ккал.}$$

Физическое тепло газов при 400° составит

$$2820 * N_2 + 2840 * CO + 2790 * H_2 + 3340 * H_2O + 4160 * CO_2,$$

где: 2820, 2840, 2790, 3340, 4160 — теплосодержание соответствующих газов при 400°, ккал/моль.

Химическая энергия пазов, полученных при основном генераторном процессе, равна

$$CO * 67\ 680 + H_2 * 57\ 810 \text{ ккал,}$$

где: 67680 — тепловой эффект, ккал, реакции окисления CO, отнесенный к 1 моллю; 57810 — то же, для водорода.

Сумма физического и химического тепла равна, как указывалось выше, 239302 ккал, поэтому, просуммировав физическое и химическое тепло, можно написать следующее уравнение:

$$67680 * CO + 57810 * H_2 + 2820 * N_2 + 2840 * CO + 2790 * H_2 + 3340 * H_2O + 4160 * CO_2 = 239302$$

после приведения подобных получим уравнение

$$70520 * CO + 60600 * H_2 + 2820 * N_2 + 3840 * H_2O + 4160 * CO_2 = 239302.$$

Это равенство и является V уравнением. Полученную систему уравнений необходимо решить.

$$\left\{ \begin{array}{l} CO + CO_2 = 2,819 \\ H_2 + H_2O = 1,67 \\ CO * H_2O / (CO_2 * H_2) = 2,3 \\ 2 * CO_2 + CO = N_2 * 1,88 + H_2 \\ 70520 * CO + 60600 * H_2 + 2820 * N_2 + 3840 * H_2O + 4160 * CO_2 = 239302 \end{array} \right.$$

Определяем:

CO из уравнения I:

$$CO = 2,819 - CO_2,$$

H<sub>2</sub> из уравнения II:

$$H_2 = 1,67 - H_2O,$$

$N_2$  из уравнения IV:

$$N_2 = 1,88 * (2CO_2 + CO - H_2).$$

Подставляем в уравнение теплового баланса (V уравнение) значения  $CO$ ,  $H_2$  и  $N_2$ , а в уравнение III — значения  $H_2$  и  $CO$ .

$$70520 * (2,819 - CO_2) + 60600 * (1,67 - H_2O) + 2820 * (1,88 * (2 CO_2 + 2,819 - CO_2 - 1,67 + H_2O)) + 3840 * H_2O + 4160 * CO_2 = 239302,$$

после раскрытия скобок и приведения подобных получим

$$61160 * CO_2 + 51960 * H_2O = 67098 \text{ или } CO_2 = 1,1 - 0,85 * H_2O$$

Уравнение константы равновесия, как указывалось выше, имеет вид

$$K = CO * H_2O / (CO_2 * H_2) = 2,3$$

для данного расчета принимаем  $K = 2,3$ . Подставив значения  $CO$ ,  $CO_2$  и  $H_2$ , получим

$$(2,819 - 1,1 + 0,85 * H_2O) * H_2O = 2,3 * (1,1 - 0,85 * H_2O) * (1,67 - H_2O)$$

после раскрытия скобок и приведения подобных получим квадратное уравнение

$$1,1 * (H_2O)^2 - 7,519 * H_2O + 4,24 = 0;$$

$$H_2O = \frac{7,519 \pm \sqrt{(7,519)^2 - 4 * 1,1 * 4,24}}{2 * 1,1}$$

откуда первое значение  $H_2O = 6,22$ , второе значение  $H_2O = 0,62$ . Первое значение не подходит, так как при генераторном процессе не может получиться паров воды больше, чем их вводится с паровоздушной смесью. Следовательно,  $H_2O = 0,62$  моля. Подставляя полученное значение  $H_2O$ , определяем другие составляющие газа:

$$CO_2 = 1,10 - 0,850 * 0,620 = 0,573 \text{ моля};$$

$$H_2 = 1,67 - 0,62 = 1,05 \text{ моля};$$

$$CO = 2,819 - 0,573 = 2,246 \text{ моля};$$

$$N_2 = 1,88 * (2 * 0,573 + 2,246 + 1,05) = 4,42 \text{ моля}.$$

Проверяем полученный результат подстановкой в уравнение константы равновесия:

$$K = \text{CO} * \text{H}_2\text{O} / (\text{CO}_2 * \text{H}_2) = 2,246 * 0,62 / (0,573 * 1,05) = 2,3$$

т. е. расчет выполнен правильно. В том случае если значение константы не совпало с принятым следует принять новое значение константы равновесия и повторить расчет. Принимать то значение константы, которое было получено в результате данного расчета.

### ***Определение состава, теплотворной способности и выхода газа***

Складывая соответствующие количества полученных продуктов при сухой перегонке при основном генераторном процессе, получим состав генераторного газа (таблица 1).

Выход газа на 100 кг топлива определяется следующим образом.

Выход влажного газа составляет

$$11,4632 * 22,4 = 258 \text{ м}^3, \text{ или } 2,58 \text{ м}^3/\text{кг},$$

где 22,4 — объем 1 моль газа при нормальных условиях.

Таблица 1- Состав генераторного газа при применении воздушного дутья для газификации

Составляющие газ	Количество газа на 100 кг топлива, моль			Состав газа, %	
	В зоне сухой перегонки	В зоне основного генераторного процесса	всего	сухого	влажного
CO <sub>2</sub>	0,0970	0,573	0,6600	7,00	5,70
CO	0,1684	2,246	2,4144	25,44	21,00
CH <sub>4</sub>	0,2550	-	0,2550	2,76	2,22
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,0425	-	0,0425	0,44	0,38
H <sub>2</sub>	0,5440	1,050	1,5940	16,80	14,00
H <sub>2</sub> S	0,0300	-	0,0300	0,32	0,26
H <sub>2</sub> O	1,3880	0,620	2,0080	-	17,60
N <sub>2</sub>	0,0393	4,420	4,4593	47,60	38,90
ИТОГО	2,5642	8,909	11,4632	100,00	100,00

Состав газа определяем как отношение количества молей компонента генераторного газа к общему числу молей. Например, содержание CO<sub>2</sub> во влажном газе находят как отношение  $(0,66/11,4632) * 100\% = 5,7\%$ . Для сухого газа находят так же, за тем исключением, что в общее число молей не входит вода. Например содержание CO<sub>2</sub> в сухом газе находят как отношение  $(0,66/(11,4632 - 2,0080)) * 100\%$ .

Выход сухого газа равен



$$(11,4632 - 2,008) * 22,4 = 212, \text{ или } 2,12 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теплотворная способность влажного газа составляет

$$Q_H = 25,8 * H_2 + 30,2 * CO + 85,9 * CH_4 + 143 * C_2H_4 + 55,2 * H_2S = 25,8 * 14,0 + 30,2 * 21,0 + 85,9 * 2,22 + 143 * 0,38 + 55,2 * 0,26 = 1262 \text{ ккал/м}^3:$$

с учетом смолы прибавится

$$(4,1 * 8000) / (100 - 2,58) = 127 \text{ ккал/м}^3.$$

где: 8000 – теплотворная способность смолы, ккал/кг

2,58 – выход влажного газа, м<sup>3</sup>/кг

4,1 – выход смолы со 100 кг топлива

### *Определение удельного веса газа*

Для определения параметров процесса восстановления при дальнейшем использовании генераторного газа необходимо знать удельный вес газа при нормальных условиях

При нормальных условиях удельный вес газа зависит от состава, что видно из следующей формулы:

$$\gamma_0 = 1/22,4 * (44 * CO_2 + 28 * (N_2 + CO + C_2H_4) + 18 * H_2O + 16 * CH_4 + 2 * H_2 + 34 * H_2S)$$

где: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S – мольная доля соответствующих газов в смеси;

$\gamma_0$  — удельный вес газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

$$\gamma_0 = 1/22,4 * (44 * 0,057 + 28 * (0,389 + 0,21 + 0,0038) + 18 * 0,176 + 16 * 0,0222 + 2 * 0,14 + 34 * 0,0026) = 0,929 \text{ кг/м}^3$$

Определение удельного веса подогретого газа. Удельный вес газа как функция температуры определяется по формуле

$$\gamma_t = \gamma_0 / (1 + \alpha * t)$$

где:  $\gamma_t$  — удельный вес газа при температуре t, кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_0$  — удельный вес газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\alpha = 1/273$ ;

t — температура газа, °С. (обычно при прямом восстановлении принимают температуру 1000°С)

$$\gamma_1 = 0,929 / (1 + (1/273) * 1000) = 0,199 \text{ кг/м}^3$$

**Варианты заданий для решения задачи.**

№ варианта по журналу в методическом кабинете	Основные условия задачи (состав, % и теплота сгорания угля, ккал/кг)								
	W <sup>p</sup>	A <sup>p</sup>	S <sup>p</sup>	C <sup>p</sup>	H <sup>p</sup>	N <sup>p</sup>	O <sup>p</sup>	Σ	Q <sub>H<sup>p</sup></sub>
1, 15	14,0	13,0	0,1	71,3	0,5	0,1	1	100	7790
2, 16	14,5	13,5	0,3	68,4	1,0	0,3	2	100	7460
3, 17	15,0	14,0	0,5	65,5	1,5	0,5	3	100	6930
4, 18	15,5	14,5	0,7	62,6	2,0	0,7	4	100	6320
5, 19	16,0	15,0	0,9	59,7	2,5	0,9	5	100	6010
6, 20	16,5	15,5	1,1	56,8	3,0	1,1	6	100	5770
7, 21	17,0	16,0	1,3	53,9	3,5	1,3	7	100	5240
8, 22	17,5	16,5	1,5	51,0	4,0	1,5	8	100	4850
9, 23	18,0	17,0	1,7	48,1	4,5	1,7	9	100	4540
10, 24	18,5	17,5	1,9	45,2	5,0	1,9	10	100	3990
11, 25	19,0	18,0	2,1	42,3	5,5	2,1	11	100	3730
12, 26	19,5	18,5	2,3	39,4	6,0	2,3	12	100	3580
13, 27	20,0	19,0	2,5	36,5	6,5	2,5	13	100	3310
14, 28	20,5	19,5	2,7	33,6	7,0	2,7	14	100	3005

Приложение А

Средние теплоёмкости газов при постоянном давлении															
Температура, °С	Объемные теплоёмкости, ккал/м <sup>3</sup> град										Массовые теплоёмкости, ккал/кг град				
	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	CO	Сухой в-х	Влажный в-х	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Пом. газ	NH <sub>3</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub> O
0	0,3805	0,3092	0,3119	0,3569	0,3097	0,3098	0,3150	0,309	0,355	0,490	0,317	0,485	0,245	0,232	0,431
100	0,4092	0,3096	0,3147	0,3596	0,3106	0,3106	0,3163	0,310	0,389	0,525	0,320	0,508	0,276	0,240	0,440
200	0,4290	0,3106	0,3175	0,3635	0,3123	0,3123	0,3181	0,310	0,422	0,560	0,323	0,531	0,306	0,246	0,448
300	0,4469	0,3120	0,3203	0,3684	0,3147	0,3147	0,3206	0,311	0,454	0,596	0,327	0,552	0,337	0,253	0,456
400	0,4628	0,3143	0,3231	0,3789	0,3175	0,3175	0,3235	0,312	0,484	0,631	0,331	0,573	0,367	0,260	0,465
500	0,4769	0,3171	0,3259	0,3813	0,3207	0,3188	0,3286	0,312	0,514	0,666	0,334	0,594	0,398	0,267	0,473
600	0,4895	0,3201	0,3287	0,3866	0,3221	0,3208	0,3296	0,313	0,548	0,702	0,338	0,614	0,428	0,274	0,481
700	0,5008	0,3233	0,3315	0,3919	0,3243	0,3227	0,3322	0,314	0,579	0,737	0,341	0,633	0,459	0,281	0,489
800	0,5118	0,3265	0,3343	0,3971	0,3265	0,3247	0,3348	0,316	0,611	0,772	0,345	0,651	0,489	0,288	0,498
900	0,5201	0,3297	0,3371	0,4024	0,3288	0,3266	0,3375	0,317	0,643	0,808	0,348	0,668	0,520	0,295	0,506
1000	0,5286	0,3329	0,3399	0,4077	0,3310	0,3286	0,3401	0,318	0,675	0,843	0,352	0,685	0,550	0,302	0,514
1100	0,5363	0,3354	0,3427	0,4130	0,3332	0,3305	0,3427								
1200	0,5433	0,3375	0,3455	0,4183	0,3354	0,3325	0,3453								
1300	0,5503	0,3396	0,3483	0,4235	0,3377	0,3344	0,3480								
1400	0,5573	0,3417	0,3511	0,4288	0,3399	0,3364	0,3506								
1500	0,5643	0,3438	0,3539	0,4341	0,3421	0,3383	0,3532								
1600	0,5713	0,3459	0,3567	0,4394	0,3444	0,3403	0,3559								
1700	0,5783	0,3480	0,3595	0,4447	0,3466	0,3422	0,3585								
1800	0,5853	0,3501	0,3623	0,4499	0,3488	0,3442	0,3611								
1900	0,5923	0,3522	0,3651	0,4552	0,3511	0,3461	0,3638								
2000	0,5993	0,3543	0,3679	0,4605	0,3533	0,3481	0,3664								

## Приложение Б

### Характеристики котлов-утилизаторов, применяемых в черной металлургии

Тип котла	Место установки котла За маргеновскими, нагревательными и обжиговыми печами	Параметры пара			Характеристики используемых газов			Краткая техническая характеристика	Ориентировочные капитальные затраты. Тys. руб.	
		Производительность т/ч	давление, атм	Температура, °С	Производительность, т/ч	температура °С				
						Начальная	Конечная			
КУ-16	-- --	За маргеновскими, нагревательными и обжиговыми печами	1,6-2,8	9; 14	250	16000	600	236	Горизонтальный котел дымогарного типа	30,0
КУ-40			7,4	9; 14	250	40000	600	230		
КУ-40-1	-- --	За маргеновскими, нагревательными и другими печами	13	45	390	40000	850	240	Котел с многократной принудительной циркуляцией	40,0
КУ-60-2			19-20	18; 45	366-392	60000	850	229-252		
КУ-80-3	-- --	-- --	26,27	18; 45	358-385	80000	850	227-248	-- --	110,0
КУ-100-1			32,5-34	18; 45	360-382	100000	850	220-242		
КУ-125	-- --	-- --	40-42	18; 45	365-385	125000	850	215-237	-- --	160,0
КУ-100-Б			32,5	19,5	395	100000	850			
КУ-100-3А	-- --	За 100-т кислородными конверторами	до 200	47	пар насыщенный	44000	1600-1700	240	Котел с МПЦ, поверхности нагрева расположены в П-образном газоходе	-- --
КСТ-80			25,3	40	450	77600	800	160		
КСТК2 5/39	-- --	В установках сухого тушения кокса	25,3	40	440	82300	800	150	Котел с МПЦ, поверхности нагрева расположены в У-образном газоходе	-- --
УЭЧИ-34			6	11	пар насыщенный	34000	400-650	181-189		
УЭЧИ-67	-- --	За обжиговыми печами	8	13	-- --	67000	400	190	-- --	75

## Приложение В

Средняя теплоемкость кокса												
Температура, °C	Зольность кокса, %											
	7		9		11		13		15			
	ккал /кг град	кДж/кг град	ккал/кг град	кДж/кг град	ккал/кг град	кДж/кг град	ккал/кг град	кДж/кг град	ккал/кг град	кДж/кг град		
200	0,2197	0,920	0,2195	0,319	0,2192	0,918	0,2188	0,916	0,2184	0,914		
250	0,2321	0,972	0,2316	0,970	0,2312	0,968	0,2307	0,966	0,2301	0,963		
300	0,2444	1,023	0,2436	1,020	0,2431	1,018	0,2425	1,015	0,2419	1,013		
800	0,3370	1,411	0,338	1,402	0,334	1,398	0,332	1,390	0,330	1,382		
850	0,3430	1,436	0,341	1,428	0,339	1,419	0,337	1,411	0,336	1,407		
900	0,3480	1,457	0,346	1,449	0,344	1,440	0,420	1,432	0,340	1,298		
950	0,3530	1,478	0,351	1,469	0,349	1,461	0,347	1,453	0,345	1,444		
1000	0,3570	1,495	0,355	1,486	0,352	1,474	0,350	1,455	0,348	1,457		
1050	0,3610	1,511	0,358	1,499	0,356	1,490	0,354	1,482	0,352	1,474		
1100	0,3650	1,528	0,363	1,520	0,361	1,511	0,359	1,503	0,357	1,495		

## Приложение Г

### Содержание водяных паров в коксовом газе и энтальпии сухого и влажного коксового газа.

Температура, °С	Содержание водяных паров, г/м <sup>3</sup>		Энтальпия 1 м <sup>3</sup> сухого газа		Энтальпия насыщенного газа, полученного на 1 м <sup>3</sup> сухого газа	
	в 1 м <sup>3</sup> насыщенного газа	в 1 м <sup>3</sup> сухого газа	кДж/м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	кДж/м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>
0	4,9	4,9	0	0	12,3	2,9
5	6,8	7,0	7,5	1,8	25,0	6,0
10	9,4	9,9	15,1	3,6	39,9	9,5
15	12,9	13,8	22,6	5,4	57,5	13,7
20	17,4	19,1	30,1	7,2	78	18,7
25	23,1	26,0	37,7	9,0	104	27,8
30	30,4	35,2	45,2	10,8	135	32,2
35	39,7	47,5	52,8	12,6	174	41,6
40	51,2	63,8	60,3	14,4	223	53,2
45	65,4	84,1	67,8	16,2	285	68,0
50	83,0	111,8	75,4	18,0	365	87,1
55	104,8	148,1	82,9	19,8	468	111,9
60	130,1	197,5	90,4	21,6	605	144,5
65	161,1	264,9	98,0	23,4	791	188,9
70	198,0	359,0	105,0	25,2	1048	250,3
71	206,2	382,7	107,0	25,6	1112	265,7
72	214,0	408,2	108,5	25,9	1181	282,1
73	223,3	435,0	110,0	26,3	1254	299,6
74	232,5	465,1	111,5	26,6	1336	319,0
75	241,9	498,6	118,0	27,0	1425	340,3
76	251,4	532,7	114,6	27,4	1519	362,8
77	261,4	571,3	116,1	27,7	1628	387,6
78	271,8	614,0	117,6	28,1	1730	415,3
79	282,4	661,0	119,1	28,4	1865	445,4
80	293,3	712,5	120,6	28,8	2008	478,5
81	304,6	769,9	122,1	29,2	2158	515,6
82	316,2	832,8	123,6	29,5	2328	556,0
83	328,4	905,6	125,1	29,9	2523	602,7
84	340,8	987,2	126,6	30,2	2742	655,0
85	353,7	1079,0	128,1	30,6	2991	714,5
86	336,8	1186,0	129,6	31,0	3272	782,9
87	380,4	1308,0	131,1	31,3	3606	861,3
88	394,4	1458,0	132,6	31,7	3995	954,1
89	408,7	1623,0	134,1	32,0	4450	1063,0
90	423,6	1028,0	135,6	32,4	5000	1194,4
95	505,1	4106,0	143,2	34,2	11104	2652,2

## СОДЕРЖАНИЕ

1	ВВЕДЕНИЕ	3
2	ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОТХОДЫ В МЕТАЛЛУРГИИ	5
3	ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНЫ	7
4	ОСНОВНЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТАМ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	9
4.1	Этапы работ при расчете ВЭР	9
4.2	Исходные данные для расчета ВЭР	9
4.3	Расчет выхода и возможного использования вторичных энергоресурсов	10
4.4	Расчет экономической эффективности использования ВЭР	12
5	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА ВЭР ДОМЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА	14
5.1	Химическая энергия доменного газа	15
5.2	Физическое тепло доменного газа	16
5.3	Избыточное давление доменного газа.	18
5.4	Тепло охлаждения доменной печи	19
5.5	Тепло отходящих газов воздушнонагревателей	20
5.6	Физическое тепло жидкого чугуна	22
5.7	Физическое тепло жидкого шлака	23
6	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА ВЭР СТАЛЕПЛАВИЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА	24
6.1	Тепло уходящих газов мартеновских печей	24
6.2	Тепло охлаждения мартеновских печей	28
6.3	Энергия конвертерных газов	29
6.4	Физическое тепло стали	33
6.5.	Физическое тепло шлака	34
7	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА ВЭР ПРИ НАГРЕВЕ МЕТАЛЛА ПЕРЕД ПРОКАТКОЙ	35
7.1	Физическое тепло уходящих газов	35
7.2	Тепло охлаждения нагревательных печей	38
8	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫХОДА ВЭР ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ КОКСА	38
8.1	Физическое тепло раскаленного кокса	38
8.2	Физическое тепло коксового газа	39
8.2.1	Нагрев воды в рубашках на стояках	39
8.2.2	Нагрев поглотительного раствора сероочистки	40
8.3	Тепло уходящих газов коксовых печей	41
9	ПРОИЗВОДСТВО ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА	41
9.1	Расчет состава генераторного газа с применением для газификации атмосферного воздуха	42
9.2	Расчет газа, получаемого в зоне сухой перегонки газогенератора	43

9.3	Расчет состава основного генераторного процесса	46
9.4	Определение состава, теплотворной способности и выхода газа	51
	ПРИЛОЖЕНИЯ.	54
	Приложение А Средние теплоемкости газов	54
	Приложение Б Характеристики котлов-утилизаторов	55
	Приложение В Средняя теплоемкость кокса	56
	Приложение Г Содержание водяных паров и энтальпия сухого и влажного коксового газа.	57



Иршек Кажикаримович Ибраев  
Оразбике Токтархановна Ибраева

**ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ  
В МЕТАЛЛУРГИИ**

(для студентов металлургических специальностей)





**More  
Books!** 



**yes**  
**i want morebooks!**

Покупайте Ваши книги быстро и без посредников он-лайн – в одном из самых быстрорастущих книжных он-лайн магазинов! окружающей среде благодаря технологии Печати-на-Заказ.

Покупайте Ваши книги на  
**[www.more-books.ru](http://www.more-books.ru)**

---

Buy your books fast and straightforward online - at one of world's fastest growing online book stores! Environmentally sound due to Print-on-Demand technologies.

Buy your books online at  
**[www.get-morebooks.com](http://www.get-morebooks.com)**

