

Внутренняя поверхность трубы

Таблица 1

Химический состав поверхности трубы после дробеструйной обработки перед эмалированием в точках 1, 2, 3

Точка №/элемент	Мас. %				
	C	O	Si	Mn	Fe
1	10,2	24,4	0,5	1,2	64
2	14	2,5	0,3	1,3	82
3	14,5	2,1	0,25	1,2	82,3

Таблица 2

Химический состав эмалированной трубы в точках 1, 2, 3

Точка №/элемент	Мас. %											
	C	O	Si	Ca	Ti	Fe	Co	Cu	Na	Al	Mn	K
1	13.0	10.0	4.2	0.5	0.5	37.0	12.0	24.0				
2	12.0	50.0	40.0									
3	16.0	39.0	21.25	3.0	4.0	8.0			5.2	1.0	2.0	1.4
4		42.0	24.0	3.0	2.0	18.0			8.6	1.0	1.5	0.6

Эмалированное покрытие на трубах, как видно по результатам проведенного исследования, содержит несовершенства в виде сферических пор и включений оксида кремния с острыми гранями, однако размеры отдельных несовершенств существенно меньше общей толщины эмалированного слоя, который не содержит сквозных пор и трещин и надежно защищает металл от взаимодействия с внешней средой.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В СИСТЕМЕ ХИМИЧЕСКОЙ РЕГЕНЕРАЦИИ

*Горбунёва Е.С., Понаморов М.М., Мурзадеров А.В.
Магнитогорский государственный технический университет имени Г.И.Носова
ponamoremikhail@mail.ru; murzaderov1994@mail.ru; kartavzov@mail.ru¹*

В российской энергетике и теплотехнологиях широко применяется природный газ. Помимо общих потребностей энергосбережения, природный газ необ-

¹ Работа выполнена под руководством Картавцева С.В.

ходимо экономить еще и потому, что он поставляется монопольным объединением, которое также монопольно устанавливает и цены на него. Если в отношении электроэнергии в принципе возможна собственная генерация электроэнергии на предприятии, как противовес политике сбытовых компаний, то в отношении природного газа собственная генерация его исключена.

Это определяет особую, усиленную, двойную актуальность *энергосбережения* в системах, потребляющих природный газ.

В работе изучались возможности энергосбережения природного газа путем химической регенерации на базе его паровой конверсии.

Особое значение энергоресурсосбережение природного газа имеет для высокотемпературных установок (ВТУ) – печей, реакторов и других установок.

С повышением температуры отходящих продуктов сгорания соответственно снижается и энергоэффективность ВТУ. Средствами повышения эффективности в этих условиях являются подогрев компонентов горения воздуха и топлива. В данном случае подогрев ПГ не дает большого эффекта и ограничен температурами ниже 600 °С.

В случаях, когда температура отходящих газов ВТУ превышает 800 °С, открываются новые возможности повышения эффективности использования природного газа и снижения его расхода. Таких случаев достаточно много.

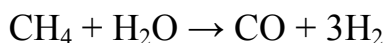
Тепловые параметры высокотемпературных теплотехнологических установок приведены в таблице [1].

Тип установки	Температура дымовых газов, °С
Сталеплавильные печи	1550-1600
Нагревательные колодцы	1250-1350
Кузнечные камерные печи	1100-1200
Методические нагревательные печи	900-1100
Стекловаренные печи	1000-1100

Одним из эффективных способов решения этой проблемы является химическая регенерация теплоты на базе пароводяной конверсии природного газа. При этом ПГ смешивается в равных объемах с водяным паром и подвергается конверсии на температурном уровне около 800 °С.

Химическая регенерация позволяет достигать практически полной регенерации теплоты отходящих дымовых газов [2].

Химическая регенерация рассматривается на примере паровой конверсии метана [3]:



Суммарный эндотермический эффект этой реакции составляет 9201 кДж/м³ ПГ. Кроме того необходимо учитывать затраты на получения водяного пара.

Таким образом, в системе использования теплоты отходящих газов появляются два новых теплообменника: реактор паровой конверсии и котел-утилизатор (рисунок).

Конкретные возможности энергосбережения в системе химической регенерации природного газа определяются тепловыми балансами установок с учетом температурных ограничений теплообмена. Один из вариантов расчета приводится ниже.

В высокотемпературную теплотехнологическую установку подаётся смесь конвертированного газа и воздуха, на выходе получают дымовые газы с температурой около 1100 °С. Первоначальный объем природного газа составлял 1 м³, после процесса конверсии природного газа объем продуктов конверсии составил 3 м³. Для сжигания конвертированного газа требуется 10,54 м³ воздуха. В результате получим 12,54 м³ продуктов сгорания.

В реактор паровой конверсии подают природный газ и пар. При температуре продуктов сгорания конвертированного газа 2300 °С теплота составляет 44719,53 кДж. При выходе из высокотемпературной установки отходящие газы имеют теплоту в количестве 19585,48 кДж и температуру 1110 °С. Из нее 11250 кДж идет на реактор паровой конверсии, а остальная теплота идет на рекуператор и котел-утилизатор.

Для рекуператора требуется 4293 кДж. На остаточной теплоте после РПК возможно получить пар объемом 0,968 м³ в котле-утилизаторе, что потребует 2223 кДж.

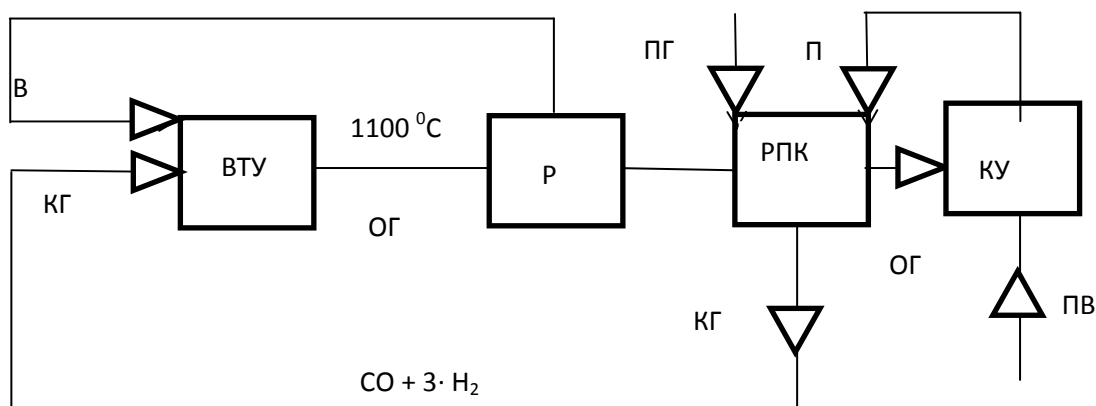


Схема ВТУ с ТХР теплоты отходящих дымовых газов за счет паровой конверсии метана: ВТУ – высокотемпературная теплотехнологическая установка; РПК – реактор паровой конверсии; ПГ – природный газ; П – пар; ГВ – горячий воздух; КГ – конвертированный газ; ОГ – отходящие газы; Р – рекуператор, КУ – котел утилизатор, ПВ – питательная вода.

Сведение теплового баланса позволяет определить новый, уменьшенный расход природного газа на реализацию того же высокотемпературного процесса. В данном варианте химическая регенерация теоретически позволяет уменьшить расход природного газа до 25,7 %, а практически будет зависеть от качества топлива, совершенства установки и оборудования.

Таким образом, химическая регенерация может на четверть сократить расход природного газа на высокотемпературную установку, что недостижимо обычными подогревами воздуха и топлива.

В условиях монопольного обеспечения природного газа в российской промышленности химическая регенерация может дать очень большой энергосберегающий и одновременно – антимонопольный эффект.

Библиографический список

1. Пашенко Д.И., Никитин М.Н. Термохимическая регенерация теплоты отходящих дымовых газов и её схемные решения // Промышленная энергетика. 2012. № 6. С. 47-50.
2. Полякова М.И., Мамбетова А. Г. Исследование возможностей химической регенерации для экономии топлива в нагревательных печах. Магнитогорск: МГТУ, 2010. С. 214.
3. Ключников А.Д., Перелетов И.И., Бровкин Л.А. Высокотемпературные теплотехнологические процессы и установки. М.: Энергоатомиздат, 1989. С. 335.

ВЫБОР АЛЬТЕРНАТИВНОГО МАЗУТУ РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ ТЭС И КОТЕЛЬНЫХ

*Горшков Е.И., Жеребчиков Е.Ю., Мельников Д.М., Микула В.А., Левин Е.И.
УРФУ, tes.urfu@mail.ru*

В настоящее время в энергетике мазут широко используется в качестве резервного топлива на тепловых электрических станциях (ТЭС) и котельных, кроме того, на некоторых котельных он служит основным топливом.

Как известно, в развитых странах до 95 % нефти перерабатывается в товарные фракции (сжиженный газ, керосин, бензин, дизельное топливо). В России в товарные фракции перерабатывается около 60 % от объёма нефти, а 40 % составляют отходы нефтепереработки – мазут. Таким образом, в ближайшем будущем есть вероятность недоступности мазута для использования на ТЭС и котельных. Но даже при существующем положении, использование мазута в качестве основного топлива повышает затраты на топливо в 3 раза по сравнению с природным газом. Затраты на топливо при производстве электрической и тепловой энергий составляют примерно 70 % от всех затрат, т.е. необходимо искать другие решения для топливоснабжения регионов, где ещё используется мазут как основное топливо в котельных.

Использование мазута в качестве резервного топлива также имеет ряд недостатков:

1. Потери теплоты на подогрев мазута.

При использовании мазута в качестве резервного топлива на ТЭС необходимо осуществлять постоянную циркуляцию мазута и поддерживать его температуру на постоянном уровне, подогрев мазута осуществляется паром. Для паровых котельных, работающих только на подогрев сетевой воды (на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения), а таких немало, пар используется только на подогрев мазута и деаэрацию. Поэтому в таких котельных к затратам на непосредственный нагрев мазута добавляются затраты электрической энергии на питательных насосах (обычно работающих с большим перерасходом электроэнергии) и потери теплоты с продувками паровых котлов.

2. Затраты на периодическую замену мазута.

С течением времени из-за неплотностей в нагревательных элементах часть пара попадает в мазут, и он всё больше обводняется, поэтому его периодически необходимо сжигать и покупать новый, на это требуются значительные средства. Кроме того при сжигании мазута в котле для исключения серной коррозии температура уходящих газов поддерживается на более высоком уровне