

Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Перевертайленко А.Ю., Бухкало С.И., Арсеньева О.П.

АНАЛИЗ ТЕПЛООБМЕННЫХ СИСТЕМ УСТАНОВОК ГАЗИФИКАЦИИ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ

Постановка проблемы в общем виде и ее связь в важными научными или практическими задачами. Постоянный рост цен на традиционные углеводородные энергоносители – нефть и природный газ, связанный с крайне неравномерным распределением месторождений этих энергоносителей и декларируемыми периодами их исчерпаемости, переход на другие виды топлива из альтернативы становится необходимостью. Запасы твердых топлив – углей, горючих сланцев, торфа – распределены более равномерно, и срок их исчерпаемости исчисляется, по меньшей мере, сотнями лет. Возрос интерес к альтернативным видам углеводородного топлива, таким как сланцевый газ, метан угольных пластов, сверхтяжелая нефть и битуминозные пески, мировые запасы которых могут по различным оценкам превышать запасы традиционной нефти и природного газа. Вместе с тем, нельзя сбрасывать со счетов такой потенциально важный вид топлива, как углеродсодержащие отходы различных производств, твердые бытовые отходы (ТБО) и органическую составляющую осадков сточных вод. Такие отходы, особенно ТБО, доступны практически повсеместно, тем более, что накапливаясь, они способствуют загрязнению окружающей среды, включая выделение парниковых и других газов, разрушающих озоновый слой Земли.

Анализ последних исследований и публикаций, в которых начато решение данной проблемы. Элементарная классификация отходов, как известно, подразделяет их на отходы производства и отходы потребления [1,2]. Отходы производства можно рассматривать как побочные продукты, образующиеся наряду с целевыми, которые в ряде случаев нельзя использовать в данном производстве или других существующих производствах данного предприятия в качестве сырья. Отходы потребления – это изделия и материалы, утратившие необходимые свойства ввиду физического или морального износа, а также отходы жизнедеятельности человека.

К углеродсодержащим отходам можно отнести отходы, в состав которых входит органическая составляющая: отходы нефтеперерабатывающей, химической, коксохимической, угольной и даже пищевой промышленности и биотехнологии; отходы электрогенерирующих предприятий, биомасса; ТБО; осадков сточных вод и т.д. Если отходы в целом можно рассматривать как вторичные ресурсы, то углеродсодержащие отходы можно рассматривать как вторичные топливно-энергетические ресурсы [3], поскольку возможна их термическая конверсия – сжигание, пиролиз и газификация.

Процесс газификации углеродсодержащих отходов, как и газификации прочих видов топлива, представляет собой совокупность гетерогенных и гомогенных реакций в результате которых образуется газовая смесь, состоящая главным образом из оксида углерода (CO), водорода, небольшого количества метана (CH₄) и диоксида углерода (CO₂), которая называется синтез-газом или сингазом [4]. Следует отметить, что синтез-газ сам по себе является горючим газом и может быть использован в качестве топлива.

При газификации протекают также побочные реакции, в результате которых образуются такие соединения как H₂S, COS, CS₂, HCN, HCL и некоторые другие, концентрация которых в синтез-газе зависит от химического состава газифицируемого сырья и, которые удаляются в соответствующих узлах очистки. Процесс газификации углеродсодержащего сырья требует подвода значительного количества высокотемпературного тепла, что обуславливает проведение процессов газификации при температурах выше 900 °C. Газифицирующими средствами могут служить различные кислородсодержащие агенты, например, воздух, воздух и пар, кислород и пар, водород и пар [5].

Одним из современных методов газификации являются процессы плазменной газификации, которые могут обеспечить температуру газификации 2000–3000 °K. Неорганическая составляющая газифицируемого сырья образует шлак, который выводится из производственного цикла.

Газификационные установки можно классифицировать по: назначению целевого синтез-газа, видам газифицируемых отходов, производительности, а также по их целевому назначению. Это определяет конструкцию [6] самих установок, выбор газификационных аппаратов (газогенераторов), и, следовательно, как тепловые схемы установок в целом, так и теплообменные системы каждого узла установки в отдельности. В общем виде процесс газификации можно представить в виде функциональной схемы (рис. 1).

Подготовленное к газификации сырье и газифицирующий агент поступают в газогенератор 3, в котором происходит процесс газификации. Сырой горячий синтез-газ охлаждается в котлах-утилизаторах или теплообменниках с выработкой пара с высокими параметрами. Кроме того, происходит очистка от механических примесей HCN и HCL. Затем синтез-газ поступает в узел очистки от сернистых соединений и

CO₂. Уловленный сероводород может быть конвертирован в элементарную серу по известным технологиям.

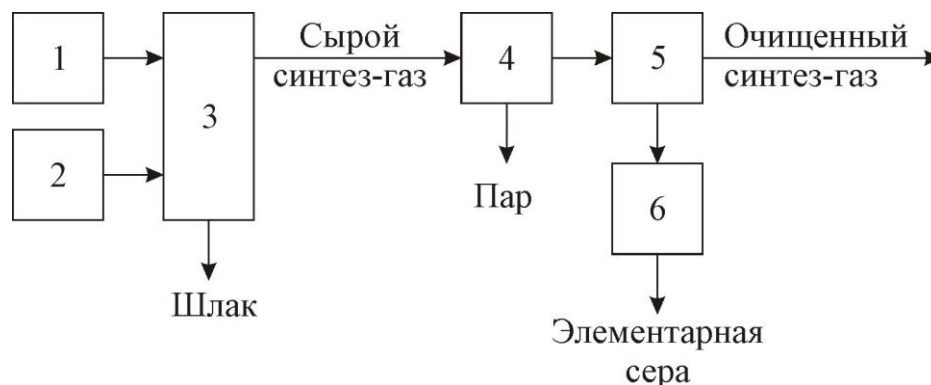


Рисунок 1 – Принципиальная схема газификационной установки:

- 1 – подготовка газифицируемого сырья; 2 – подготовка газифицирующего агента;
- 3 – газификационный аппарат (газогенератор); 4 – узел охлаждения и очистки синтез-газа;
- 5 – узел очистки синтез-газа от H₂S и CO₂; 6 – установка получения элементарной серы

Очищенный синтез-газ может быть использован в газовых турбинах для выработки электроэнергии, как сырье для синтеза аммиака, метанола, топлив по методу Фишера-Тропша, водорода и некоторых продуктов органического синтеза.

При модернизации узла очистки с возможностью полного улавливания CO₂ перед сжиганием сильно обогащенного водородом синтез-газа в узле газовых турбин уловленный CO₂ может быть использован, например, для интенсификации добычи нефти, природного или нетрадиционного газа (сланцевый газ, шахтный метан и др.) [7].

Изложение основного материала исследований. Отходы нефтепереработки представляют собой твердые либо очень вязкие остатки различных процессов, входящих в производственный цикл переработки сырой нефти. Нефтекокк представляет собой твердый остаток коксования – термического крекинга тяжелого нефтяного сырья. Выход нефтекокка может составлять до 30 % масс. от поступающего сырья [8]. Нефтекокк может быть использован в производстве электродов, карбида кальция, графита и др. Наиболее предпочтительно использование для этих целей так называемого игольчатого нефтекокка, состоящего из удлиненных кристаллов. Однако, для его получения требуется особое сырье и более высокие температуры процесса коксования. Основную часть кокса в нефтепереработке составляет губчатый кокс, представляющий собой малоценный продукт, который фактически является отходом производства и может быть использован в качестве твердого топлива на производстве при необходимости. В нефтекоксе содержится сравнительно мало золы (около 0,5 %), а содержание серы составляет 2– 6 %.

Остаток висбкрекинга (пек) получается при переработке нефтяных остатков – полугудронов и гудронов, с целью снижения вязкости исходного остатка. Однако, только 20–30 % тяжелого остатка вакуумной перегонки подвергается трансформации [8].

Кроме того твердые отходы образуются в процессах получения битума, риформинга, изомеризации, производстве смазочных масел и в некоторых других процессах [9]. Сжигание подобных остатков в печах либо котельных агрегатах создает большое количество вредных выбросов.

В связи с ужесточением экологических требований и связанных с этим санкциями, включая финансовые, подобное использование отходов становится невыгодным. Газификация тяжелых жидких остатков нефтепереработки в промышленном масштабе применяется с 1960-х гг. Одним из первых газификационных агрегатов такого рода был агрегат, установленный на химическом предприятии Весслинг, Германия (1969 г.), производительностью 1300000 м³/сут по синтез газу, для производства метанола 582 т/сут. Для газификации использовался остаток крекинга [10].

Анализ литературных данных [10, 11] позволяет проследить динамику роста количества газификационных агрегатов, использующих в качестве сырья отходы нефтеперерабатывающих производств, а также номенклатуру целевых продуктов. С 1969 г. По 2009 г. В мире было введено в эксплуатацию 20 таких газификационных агрегатов с явной динамикой роста (рис. 2).

Из них в одиннадцати агрегатах в качестве сырья использован был остаток висбкрекинга, в шести – нефтекокк, в остальных – битум, тяжелые остатки крекинга и нефтяной шлам. Распределение номенклатуры целевых продуктов приведено на рис. 3.

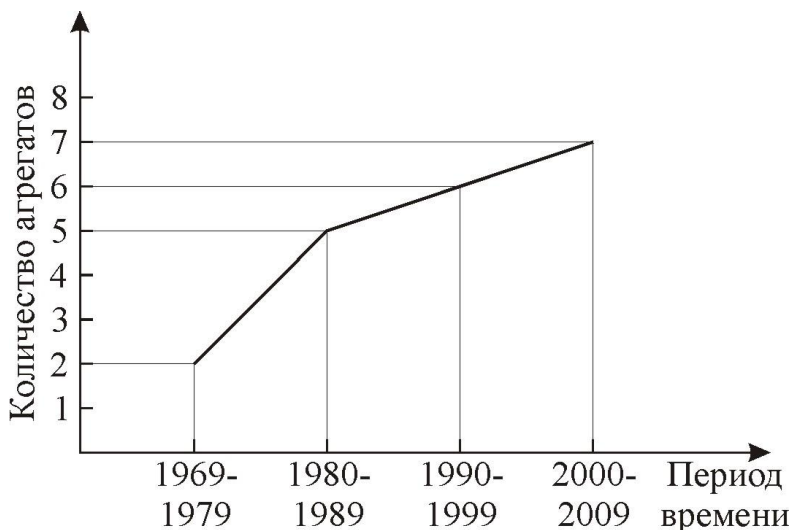


Рисунок 2 – Количество введенных в строй агрегатов, работающих на отходах нефтеперерабатывающих производств

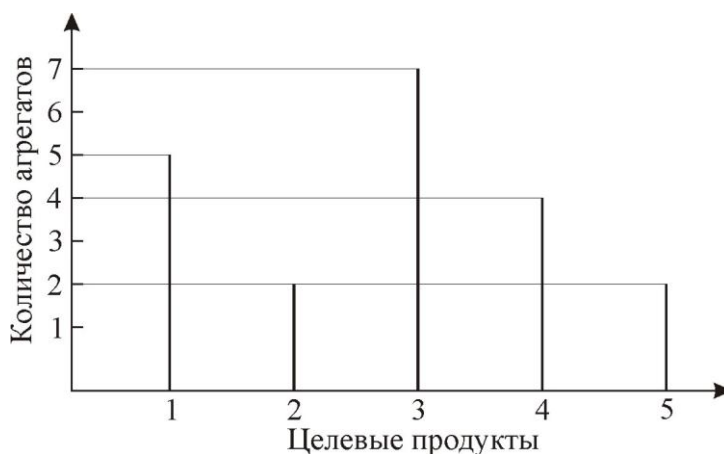


Рисунок 3 – Распределение номенклатуры целевых продуктов газификационных агрегатов:
 1 – водород и электроэнергия; 2 – метанол; 3 – аммиак; 4 – электроэнергия и пар;
 5 – прочее (газы для органического синтеза)

Характеристики некоторых газификационных агрегатов, работающих на отходах нефтеперерабатывающих производств приведены в табл. 1.

Газификационные агрегаты отходов нефтеперерабатывающих производств также, как и агрегаты газификации угля, представляют собой в той или иной степени интегрированную совокупность химико-технологических систем: разделение воздуха для получения кислорода, подаваемого в газогенератор (газификатор), собственно процесс газификации, системы очистки синтез-газа, включая очистку от H_2S и CO_2 , очистку сточных вод. В современных газификационных агрегатах, которые вырабатывают электроэнергию, реализуется комбинированный парогазовый цикл, поэтому такие агрегаты можно классифицировать как установки комбинированного цикла комплексной газификации (КЦКГ или IGCC) [9]. Рассмотрим схему КЦКГ для производства электроэнергии, водорода и пара из остатков висбрекинга на примере нефтеперерабатывающего комплекса (НПК) Сарлюкс, Италия [12]. Функциональная схема газификационного агрегата приведена на рис. 4. Технологии газификации, применяемые для отходов нефтепереработки (General Electric; Shell, Техасо; Conoco Philips), предполагают проведение процессов газификации при температурах 1400–1600 °С и давлениях 30–80 бар.

Различные стадии очистки синтез-газа работают при более низких температурах: высокотемпературная очистка при температурах 300–500 °С, гидролиз CO_2 – при температуре 200 °С, а абсорбционная

очистка от кислых компонентов – при температуре 40 °С [13]. Кроме того, очищенный синтез-газ, поступающий в камеру сгорания газовой турбины, должен быть подогрет как минимум до 300 °С после очистки от кислых газов.

Таблица 1 – Газификационные агрегаты конверсии тяжелых побочных продуктов и отходов нефтеперерабатывающих предприятий [10,11]

Технология	Предприятие	Год ввода в эксплуатацию	Газифицируемое сырье	Производительность, синтез-газ, нм ³ /ч	Конечная продукция
Shell Gasification	НПП, Лейна, Германия	1985	Остатки висбрекинга	300000	Водород, электроэнергия, метанол
General Electric Gasification	НПП, Сардиния, Италия	2000	Остатки висбрекинга	433000	Водород, электроэнергия (ЭЭ) – 550 МВт, пар для НПП
General Electric Gasification	НПП, Гаргальо, Сицилия, Италия	2000	Асфальт	367000	ЭЭ – 550 МВт, пар для НПП
General Electric Gasification	Химпредприятие, Жилино, Китай	2003	Остатки висбрекинга	87000	Аммиак, 1000 т/сут
Shell Gasification	НПП, Санназаро, Италия	2006	Остатки висбрекинга	48000	Водород, ЭЭ, пар для НПП
General Electric Gasification	Нефтехимический комплекс Хаосюн, Тайвань	1996	Битум	90000	Водород, синтез-газ для производства метанола
General Electric Gasification	Азотный завод, Коффевилль, США	2000	Нефтекокс	90000	Аммиак, КАС
Conoco-Philips	Электростанция, Уэйбеш Ривер, США	1995	Нефтекокс	175000	Электроэнергия, 262 МВт

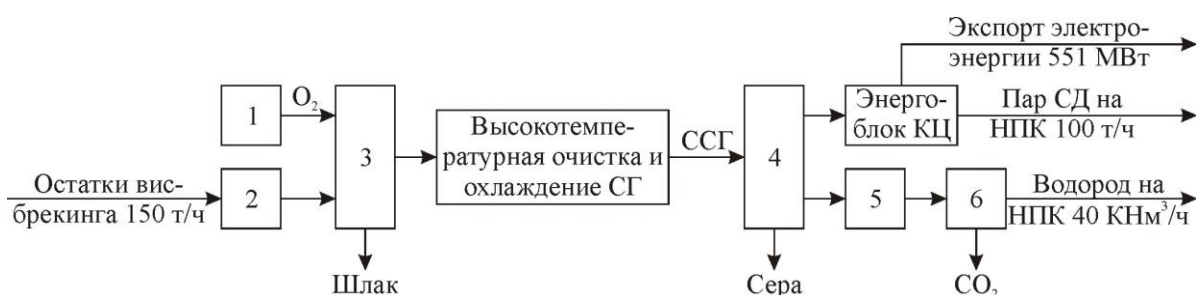
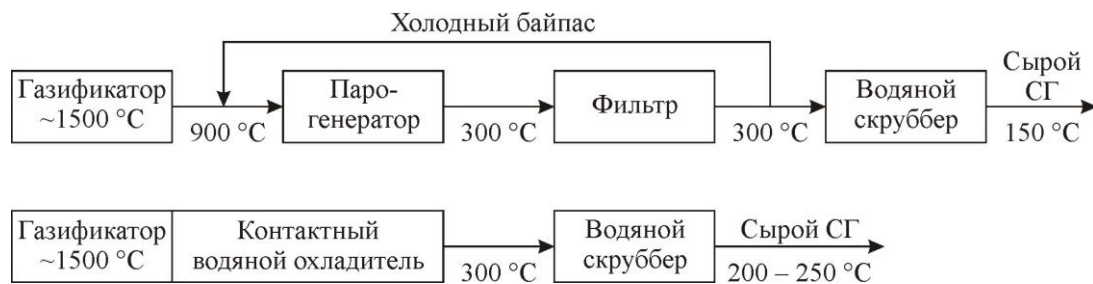


Рисунок 4 – Функциональная схема КЦКГ для производства электроэнергии, водорода и пара: 1 – установка разделения воздуха; 2 – узел подготовки сырья; 3 – газификационный аппарат (газогенератор); 4 – установка очистки от сернистых соединений; 5 – установка конверсии СО; 6 – установка получения водорода; КЦ – комбинированный цикл; ССГ – сырой синтез-газ; ОСГ – очищенный синтез-газ; пар СД – пар среднего давления

Охлаждение синтез-газа происходит в несколько этапов, первым из которых является высокотемпературное охлаждение. В системах высокотемпературного охлаждения синтез-газа КЦКГ для газификации отходов нефтеперерабатывающей промышленности применяются в основном две схемы (рис. 5).

Высокотемпературное охлаждение синтез-газа по технологии Shell предусматривает разбавление синтез-газа, выходящего из газификатора с температурой 1500 °С, синтез-газом, отбираемым после фильтра в виде холодного байпаса. Затем синтез-газ поступает в парогенераторы, где вырабатывается пар высокого и среднего давления (соответственно, ПВД и ПСД).



б)

Рисунок 5 – Схемы высокотемпературного охлаждения синтез-газа по технологиям:
а) Shell, б) General Electric

Преимуществом технологической схемы представленной на рис. 5а является более полная утилизация тепла горячего синтез-газа для выработки пара высокого и среднего давления. Недостатки схемы заключаются в следующем:

- наличие непрореагировавшего в газификаторе углерода, а также образование смолистых веществ, которые загрязняют поверхность теплопередачи парогенератора;
- байпасный газ, идущий на разбавление и охлаждение потока синтез-газа из газификатора, полезно не используется, что снижает производительность установки по синтез-газу.

Парогенераторы, применяемые в данной схеме, являются паротрубными, то есть синтез-газ подается в трубы, а пар генерируется в межтрубном пространстве, что дает возможность производить очистку по полости синтез-газа.

Технологическая схема, представленная на рис. 5б, является более простой. Контактное охлаждение синтез-газа водой в нижней части корпуса газификатора позволяет существенно снизить температуру синтез-газа и уловить большую часть загрязнений, о которых было сказано выше. Такие операции, в свою очередь, позволяют снизить капитальные затраты на оборудование, а также затраты на очистку поверхности теплообменного оборудования. Недостатки схемы заключаются в следующем:

- отсутствие интеграции тепла потока горячего синтез-газа;
- необходимость больших расходов воды для контактного охлаждения синтез-газа;
- необходимость наличия установки для очистки этой воды;
- повышенная влажность синтез-газа.

Более совершенной с точки зрения интеграции тепловых потоков является схема с радиантным охладителем синтез-газа по технологии General Electric с рекуперацией тепла (рис. 6) [11]. Радиантный охладитель расположен в одном узле с газификатором.

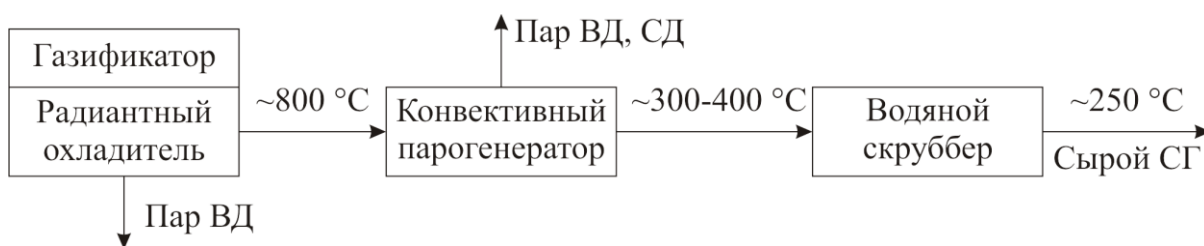


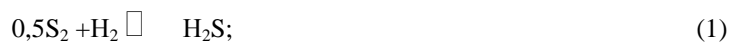
Рисунок 6 – Схема охлаждения высокотемпературного синтез-газа по технологии General Electric

Вследствие высокой температуры синтез-газа, теплоотдача от него происходит, большей частью, за счет теплового излучения, что позволяет снизить температуру синтез-газа перед конвективным парогенератором. Данная схема позволяет полезно использовать весь полученный синтез-газ и повысить количество используемого пара.

Технология газификации Conoco Philips (E-Gas) [14] предусматривает применение вместо радиантного охладителя второй ступени газификации, в результате чего происходит более полная газификация сырья, и несколько повышается качество синтез-газа. После второй ступени газификации при поступлении синтез-газа в конвективный парогенератор, его температура составляет около 900 °C.

Общими недостатками для обеих схем являются высокие капитальные и эксплуатационные затраты, связанные с очисткой поверхности теплообменных аппаратов охлаждения высокотемпературного синтез-газа. В таблице 2 приведены данные об особенностях схем охлаждения высокотемпературного син-

тез-газа на різних КЦКГ і газифікаційних агрегатах для відходів нафтоперероблювальної промисловості (середньочасова продуктивність дана по синтез-газу (СГ), $\text{м}^3/\text{ч}$). В процесі газифікації приміси, що містяться в сировині, особливо сірка, утворюють ряд шкідливих і небажаних сполучень (реакції 1–3), що викликають як корозію обладнання, так і утворення шкідливих викидів в процесі згорання в камері газової турбіни. При цьому знижується якість синтез-газу як сировини для наступних циклів хімічної конверсії.



Таблиця 2 – Способи охолодження високотемпературного синтез-газу

Предприятие	Технические показатели охлаждения высокотемпературного синтез-газа				
	Сырье для процесса	Технология газификации	Производительность	Способ охлаждения	Схема охлаждения
Сарлюке НПК, Италия	Остатки висбрекинга	General Electric Gasification Technology	433300	Прямое контактное водяное	Рис. 5б
Санназаро НПК, Италия	Остатки висбрекинга	Shell Gasification Technology	48000	Смешение с байпасным СГ; КЖПГ	Рис. 5а
Негиси НПК, Япония	Твердый остаток вакуумной перегонки	General Electric Gasification Technology	241700	Прямое контактное водяное	Рис. 5б
КЦКГ Вэйбеш Ривер, США	Нефтекокс	Conoco Philips (E-Gas)	175000	Конвективный жаротрубный парогенератор (КЖПГ)	–
КЦКГ Полк-Каунти, США	Нефтекокс + Уголь	General Electric Gasification Technology	137500	РО; КЖПГ; газ-газовый рекуператор	Рис. 6
Пекинский химический комплекс, Китай	Остатки тяжелой нефти	General Electric Gasification Technology	13300	Радиантный охладитель (РО); КЖПГ	Рис. 6

Для очистки синтез-газу від вищеказаних домішок, а також від надлишку діоксида вуглецю, в газифікаційному агрегаті застосовують установку серочистки, яка складається з стадії гідролізу COS і стадії абсорбційної очистки від H_2S і CO_2 . На стадії гідролізу відбувається реакція розкладання COS на каталізаторі:



в разі, якщо після водяного скруббера в синтез-газі є наявність HCN, також проводять стадію гідролізу в результаті якої утворюється аміак. Схема вузла серочистки для КЦКГ Пуэртоллано, Іспанія, для сумішевого сировини – нафтококс і каменний уголь, багатостадійна (рис. 7) [15]. Параметри процесу серочистки наведені для одного з технологічних режимів, прийнятих для моделювання процесу [15]. Синтез-газ, що надходить з водяного скруббера, підігрівається паром в підігрівачі 1 до температури реакції гідролізу і надходить в реактор. Після реактора газ надходить в абсорбер 3, де його охолоджують розчином метилдіетаноламіном (МДЭА) до температури абсорбції. Слід відзначити, що МДЭА є хемосорбентом і має високу селективність по відношенню до H_2S . Після

МДЭА очистки от H₂S и частично от CO₂ очищенный синтез-газ нагревается в рекуперативном теплообменнике 2 и поступает в узел газовых турбин парогазового цикла. Смесь H₂S и CO₂ поступает на установку Клауса для регенерации H₂S до элементарной серы, а углекислый газ выбрасывается в атмосферу. Системы МДЭА-очистки, в основном, применяются для КЦКГ, целевым продуктом которых является вырабатываемая электроэнергия.

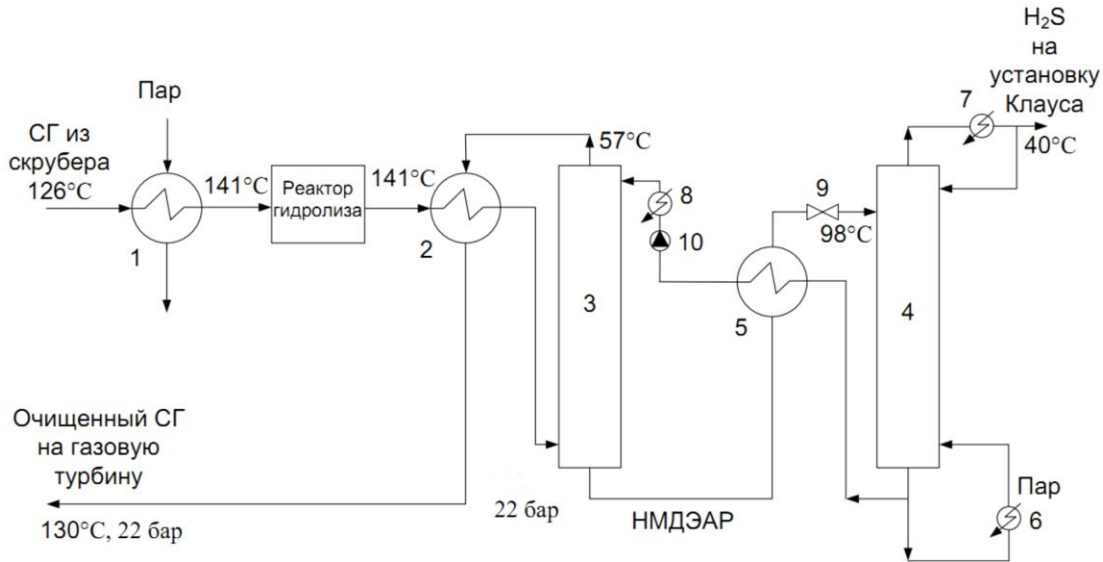
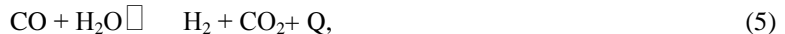


Рисунок 7 – Схема узла сероочистки для КЦКГ Пуэртоллано: 1 – подогреватель СГ; 2, 5 – рекуперативный теплообменник; 3 – абсорбер; 4 – регенератор; 6 – ребойлер; 7 – конденсатор парогазовой смеси; 8 – холодильник; 9 – дроссель; 10 – насосная группа; 11 – холодильник; НМДЭАР – насыщенный раствор метилдиэтанолamina; РМДЭАР – регенерированный раствор метилдиэтанолamina

Для газификационных агрегатов, целевым продуктом которых является также и водород, применяются процессы [14, 15] физической абсорбции: Селексол, Ректизол, Пуризол. Теплообменные системы технологических схем перечисленных процессов очистки, в целом аналогичны МДЭА-очистке, то есть содержат рекуперативные теплообменные позиции «насыщенный раствор абсорбента/регенерированный раствор абсорбента», ребойлеры низа регенератора, использующие насыщенный пар низкого давления, холодильники-конденсаторы парогазовой смеси с верху регенератора, холодильники регенерированного раствора абсорбента перед абсорбером. При производстве водорода как целевого продукта наряду с электроэнергией (рис.), необходима стадия конверсии СО по реакции [5]:



где тепловой эффект реакции $Q = 41,2$ кДж.

Реакция проводится в две стадии (в двух реакторах) при температурах соответственно около 450 °С и 250 °С [18]. Принципиальная схема стадии конверсии согласно примеру КЦКГ, рассмотренному в [18], приведена на рис. 8.

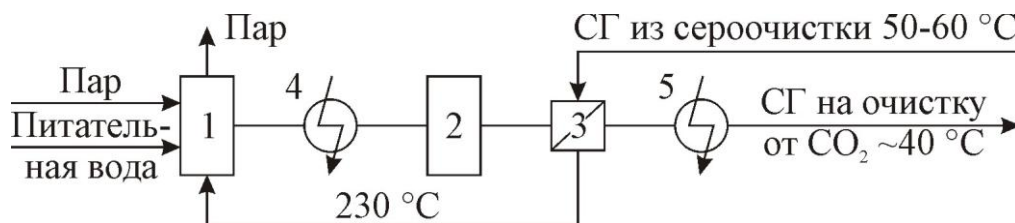


Рисунок 8 – Принципиальная схема конверсии окиси углерода: 1, 2 – соответственно реактор первой и второй ступени; 3 – рекуперативный теплообменник; 4, 5 – соответственно промежуточный и конечный холодильник синтез-газа

В рассмотренном примере [18] предусмотрена интеграция подачи питательной воды в реактор 1, промежуточного холодильника 4 и конечного холодильника 5 за счет воды, подаваемой под высоким давлением с начальной температурой около 30 °С.

При выработке электроэнергии (КЦКГ) очищенный синтез-газ или его часть нагревается в рекуперативном теплообменнике и поступает в камеру сгорания газовых турбин. Нагрев может производиться в рекуперативном теплообменнике после реактора гидролиза (рис. 8), либо в специальном рекуперативном теплообменнике перед водяным скруббером. После газовых турбин выхлопные газы с температурой около 580 °С [18] поступают в котел-утилизатор, где генерируется перегретый пар высокого давления. Сюда же подается для перегрева пар высокого давления, выработанный при охлаждении синтез-газа в парогенераторах, установленных после газификатора, а также в радиантном охладителе синтез-газа, если таковой предусмотрен технологией.

Перегретый пар поступает на паровые турбины для выработки электроэнергии. Согласно данным, приведенным в [19], газовые турбины вырабатывают до 60 % всей электроэнергии комбинированного цикла, потери тепла с дымовыми газами после котла-утилизатора составляют около 9 % от энергии топлива (технология Shell).

Газификационный агрегат или КЦКГ также содержит установку разделения воздуха, установку Клауса для получения элементарной серы, которые вместе с их теплообменными системами достаточно описаны в литературе [4–6, 16, 17]. Кроме того, имеются теплообменные системы паровых турбин, включая узел конденсатора, охлаждения газификатора и очистки воды. В тепловой системе очистки воды может присутствовать выпарная и кристаллизационная установки для выделения осадка и возврата воды в замкнутый цикл [20].

Выводы. Проведенный анализ позволяет утверждать, что технологические схемы газификационных агрегатов и, особенно, КЦКГ, представляют собой интегрированную совокупность целого ряда химико-технологических систем. Каждая такая система имеет свою теплообменную систему, состоящую из ряда теплообменных позиций, определяющих энергетическую эффективность химико-технологических систем и всего агрегата в целом. Значительная часть теплообменного оборудования работает при высоких температурах и давлениях и в условиях изменения фазового состояния одной из рабочих сред (генерация пара). От эффективности построения теплообменных систем и работы теплообменного оборудования зависит степень утилизации тепла синтез-газа и его качество. Следует отметить основные проблемы повышения эффективности КЦКГ:

- повышение температуры синтез-газа перед камерой сгорания газовой турбины;
- повышение эффективности выработки пара высокого давления при охлаждении синтез-газа после газификации;
- повышение эффективности рекуперативных теплообменных позиций;
- снижение расхода тепла в системе сероочистки;
- снижение потерь тепла с дымовыми газами после котла-утилизатора и в конденсаторе паровых турбин.

Эти проблемы могут быть решены путем усовершенствования теплообменных систем КЦКГ.

Литература

1. Касимов А.М., ТОВАЖНЯНСКИЙ Л.Л., ТОШИНСКИЙ В.И., СТАЛИНСКИЙ Д.В. Управление опасными промышленными отходами. Современные проблемы и решения. – Харьков, НТУ «ХПИ», 2009, – 500 с.
2. J. Klemes, F. Friedler, I. Bulatov, P. Varbanov. Sustainability in the Process Industry. Integration and Optimization The McGraw-Hill Co., Inc., New York, 2011.
3. A. Nemet, P.S. Varbanov, J. J. Klemes. Waste-to-Energy Technologies Performance Evaluation Techniques. “Chemical Engineering Transactions”, 2011, v.25, p. 513-520.
4. Справочник азотчика: Физико-химические свойства газов и жидкостей. Производство технологических газов. Очистка технологических газов. Синтез аммиака. 2-е изд. перераб., –М.: Химия, 1986, – 512 с.
5. Технологія зв'язаного азоту: Підручник. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ Л.Л., ЛОБОЙКО О.Я. та ін.; за ред. Лобойко О.Я. – Харків, НТУ «ХПИ», 2007, – 536 с.
6. Handbook of Gasifiers and Gas-Treatment Systems. DOE/ET 10159 – T24. 1982.
7. K.Ota, H.Ishii, Y. Koyama, Overview of CO₂ Reduction by IGCC Technology. Mitsubishi Heavy Industries Ltd. Technical Review, 2008, 45, № 1. p. 18–20.
8. Лефлер У.Л. Переработка нефти. – М.: ЗАО «Олимп»; 2004, 224 с.
9. Мешалкин В.П., ТОВАЖНЯНСКИЙ Л.Л., КАПУСТЕНКО П.А. Основы энергоэффективных экологически безопасных технологий нефтепереработки. –Х.: НТУ «ХПИ», 2011, 616 с.
10. Gasification Database. Gasification Plant Report, NETL, USDoE, 2010, 191pp.

11. Gasification Technologies Project Portfolio. NETL, USDoE; Version 2006 DRAFT.
12. Bottomless Refinery Gasification. Imagination of work, General Electric company presentation, 5/24/2010, 13pp.
13. O.Mourstad. An Overview of Coal based Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Technology. MITLFEE 2005-002 WP, Massachusetts Institute of Technology, USA, Sept. 2005.
14. IGCC State-of-the-art Report^ a part of EU-FP7 Low Emission Gas Turbine Technology for Hydrogen-rich Syngas Subproject 4, WP-1-System Analysis. – University of Stavanger, Norway, April 2010, 83 pp.
15. M. Perez-Fortes, A. Bojarski, S. Ferrer-Nadal, L. Puiganeer et al. Enhanced Modeling and Integrated Simulation of Gasification and Purification Gas Units Targeted to Clean Power Production. Presentation at ESCAPE-18, Lyon, France, 1–4 June 2008.
16. Очистка технологических газов; под ред. Т.А. Семеновой, И.Л. Лейтеса. – М.: «Химия», 1977, 488 с.
17. Бекиров Г.М. Первичная переработка природных газов. – М.: «Химия», 1987, 256 с.
18. D. Fiachi, L. Lombard. Integrated Gasifies Combine Cycle Plant with Integrated CO₂ – H₂S Removal. Performance Analysis. Life-Cycle Assessment. “International Journal of Applied Thermodynamics”, 2002, № 5, 1. p. 13–24.
19. R Kehlergofer, B. Rukes, F Hanemann, F. Stinmann. Combined Cycle Gas&Steam Power Plants., 3rd edition. PennWell Corp. (USA), 2009.
20. Holcomb Expansion Project. Coal Technology Study Update. Final Report Project № 167721; Blacks&Veatch Corp., Lamar, USA, June, 18, 2010, 73 pp.

УДК 621:664

Товажнянський Л.Л., Капустенко П.О., Бухкало С.І., Перевертайленко О.Ю., Арсеньєва О.П.

АНАЛІЗ ТЕПЛОБМІННИХ СИСТЕМ УСТАНОВОК ГАЗИФІКАЦІЇ НЕФТЕПЕРЕРОБНИХ ВИРОБНИЦТВ

Розглянуто теплообмінні системи великих газифікаційних агрегатів, які використовують у якості сировини відходи нафтопереробної промисловості. Зазначені основні риси газифікаційних агрегатів для генерування електроенергії. Сформульовані основні проблеми підвищення ефективності газифікаційних агрегатів з комбінованим циклом генерування електроенергії (КЦКГ), що можна вирішити шляхом вдосконалення теплообмінних систем.

Tovazhnyansky L., Kapustenko P., Bukhkalov S., Perevertaylenko O., Arsenyeva O.

HEAT EXCHANGERS NETWORK ANALYSIS OF GASIFICATION PLANTS FUELLED BY WASTES OF REFINERIES

The heat exchangers systems of big gasification plants fueled by refinery residues and wastes are discussed. The main features of such plants with power generation are underlined. The essential ways of effectiveness increasing based on heat exchangers systems enhancement are formulated for integrated gasification units with combined cycle of power generation (IGCC).