

Энерготехнологические установки для безостаточной переработки нефти

А.В. Степанов, Г.А. Ковтун, Г.Г. Матусевич

*Институт биоорганической химии и нефтехимии НАН Украины,
Украина, 02094 Киев, ул. Мурманская, 1; факс: (044) 573-25-52*

Представлены схемы и результаты расчетов комбинированных энерготехнологических установок замедленного коксования, двух вариантов термоконтактного крекинга и гидрокрекинга остаточных нефтяных фракций. Основными целями создания энерготехнологических установок являются снижение вредных выбросов в окружающую среду, уменьшение капитальных вложений и энергозатрат в нефтеперерабатывающей промышленности.

К настоящему времени большинство стран перешло к глубокой переработке нефти, обеспечивающей высокий выход светлых нефтепродуктов, но при этом образуются и тяжелые нефтяные остатки, использование которых затруднено. Высокие требования к защите окружающей среды обуславливают необходимость улучшения качества моторных топлив и других нефтепродуктов, а также снижения вредных выбросов нефтеперерабатывающими заводами (НПЗ), что сопровождается увеличением энергетических затрат. Существенным резервом энергосбережения является создание энерготехнологических установок, в которых наряду с выпуском нефтепродуктов генерируется электроэнергия.

Важная задача нефтепереработки – осуществить ее безостаточную переработку. При этом практически ликвидируются вредные выбросы в атмосферу и экономятся энергоресурсы. Трудность заключается в экологически безвредном использовании тяжелых нефтяных остатков. В большинстве случаев их газифицируют с последующей очисткой газа и его использованием его затем в энергетических парогазовых установках (ПГУ) [1–3]. Однако возможны и другие способы переработки остатков, например сжигание нефтяного кокса с поглощением серы.

На современном этапе развития нефтеперерабатывающей промышленности Украины главной задачей отечественных НПЗ является углубление переработки нефти, а в дальнейшем – ее безостаточная переработка.

Интегрированная установка замедленного коксования с теплофикационной паротурбинной установкой

Одним из основных процессов глубокой переработки нефти является коксование остаточных фракций. Наибольшее распространение получил процесс замедленного (полунепрерывного) коксования, при котором образуется крупнокусковой кокс (около 30 % перерабатываемого сырья). Нефтяной кокс может быть товарным продуктом, используемым в качестве восстановителя в черной и цветной металлургии, для изготовления электродов и различных устройств, получе-

ния карбидов и других материалов. Имеют спрос в основном малосернистые коксы (до 1,5 % серы). Однако в связи с переработкой все более сернистых нефтей содержание серы в коксе может составлять до 6 % [4–5]. Сернистый кокс можно использовать как твердое энергетическое топливо, но при этом необходима очистка дымовых газов от SO_2 , и НПЗ испытывают большие трудности со сбытом кокса.

Наиболее рационально использовать кокс прямо на НПЗ для производства электроэнергии и тепла. Для его сжигания можно применить обычные пылеугольные котлы с дополнительным сжиганием газовых или жидких топлив. Однако обязательно должна быть организована очистка дымовых газов от сернистых соединений. На новых НПЗ или энергохимических комплексах более рационально газифицировать кокс с очисткой синтез-газа и использовать его в ПГУ [6].

Мировая мощность установок замедленного коксования по сырью – около 150 млн т/год, на которых производится примерно 40 млн т/год кокса. Это количество удовлетворяет все нужды в технологическом коксе, а остаток используется как энергетическое топливо. Сырьем являются гудрон, тяжелый газойль каталитического крекинга, остаток термических процессов, экстракты масляного производства, тяжелая смола пиролиза.

С химической точки зрения коксование – глубокий термический крекинг углеводородов и гетеросоединений, который осуществляется в интервале температур 440–560 °С и давлений от атмосферного до 0,6 МПа. При этом образуются газообразные (6–10 мас. доля, %), жидкие (50–70 мас. доля, %) и твердые продукты (22–37 мас. доля, %). Состав сухой массы сернистого энергетического кокса приблизительно следующий, мас. доля, %: С – 93; Н – 3,4; S – 3,0; зола – 0,6. Низшая теплота сгорания такого кокса $Q_H = 35\,400$ кДж/кг. Кокс, обезвоженный после гидравлической резки, имеет влажность около 9 %, теплота сгорания рабочей массы топлива $Q_H = 32\,000$ кДж/кг.

В связи с тем что мокрая, а также мокросухая очи-

стки дымовых газов являются относительно дорогостоящими устройствами, на модернизируемых НПЗ более экономично устанавливаются котлы с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС).

Работа интегрированной установки замедленного коксования с паротурбинной установкой ПТУ (рис. 1) происходит следующим образом. Сырье (гудрон) после нагрева в теплообменниках подается в нижнюю часть ректификационной колонны 1, где оно смешивается с продуктами коксования. Вторичное сырье нагревается в печи 2 до 480–520 °С и поступает в одну из коксовых камер 4, где постепенно образуется коксовый слой, а продукты коксования направляются в колонну 1; в это время из другой коксовой камеры выгружается кокс. В блоке топливоприготовления 5 кокс сначала дробится, а потом размалывается на частицы размером 0,1–0,5 мм и подается в котел ЦКС 6. При необходимости в котел может поступать дополнительное топливо – мазут или газ. Полученный пар со стандартными параметрами $P_0 = 12,8$ МПа и $t_0 = 555$ °С подается в теплофикационную турбину.

Тепловая схема интегрированной установки упрощается. Вместо регенеративных подогревателей высокого давления используется газовый подогреватель, работающий на отходящих газах трубчатой печи. Такое решение обеспечивает экономию топлива на 2,5–3,5 %. Для НПЗ средней мощности (6–12 млн т/год) оптимальная мощность установки замедленного коксования достигнет 1 млн т/год. Если в качестве топлива использовать 250 тыс. т/год кокса, то электрическая мощность ПТУ составит 100 МВт, и можно установить теплофикационные турбины типа Т или ПТ соответствующей мощности.

Энергоблок не должен быть жестко связан с установкой коксования, поэтому необходимо предусмотреть сжигание в котле резервного топлива – мазута или газа. Эксплуатация энергоблока дает возможность варьировать выпуск товарной продукции (кокса, электроэнергии и тепловой энергии) в зависимости от соотношения цен на эти продукты. При большом спросе на кокс энергоблок может работать в основном на мазуте, нефтезаводском или природном газе. Однако в настоящее время процессы коксования предназначены в основном для углубления переработки нефти, а кокс является побочным и относительно малоценным продуктом. Его цена значительно ниже цен на моторные топлива, поэтому собственные нужды НПЗ удовлетворяются в первую очередь за счет кокса.

Комбинированная установка термодатного крекинга и парогазовая установка

За рубежом, в основном в США, нашли применение также процессы коксования (термодатного крекинга – ТКК) в псевдооживленном слое пылевидного кокса. Эти процессы непрерывные и высокопроизводительные, но довольно сложные, так как теплота для крекинга подводится с коксом, который нагревает-

ся в отдельном аппарате в результате его частичного сжигания. Полученный таким способом пылевидный высокосернистый кокс имеет очень ограниченный спрос. Поэтому более широкое применение нашла комбинированная установка “Флексикокинг” фирмы “Эксон”, включающая реактор с ЦКС кокса, скруббер охлаждения, нагреватель и газификатор кокса. Вместо кокса продуктом является низкокалорийный газ, который затем подвергается низкотемпературной очистке. Он также не пользуется достаточным спросом, что тормозит распространение установок “Флексикокинг”.

В 90-х годах XX в. в связи с созданием и серийным производством высокоэффективных и надежных газотурбинных установок (ГТУ) и газотурбинных двигателей (ГТД) появилась возможность рационального использования низкокалорийного газа в энергетических установках. Этому способствуют также разработанные способы горячей очистки синтез-газа, что повышает энергетический КПД комбинированных установок.

Указанные достижения техники дают возможность создания комбинированной энерготехнологической установки, включающей термодатный крекинг (коксование) тяжелых нефтяных остатков, газификацию кокса, горячую очистку синтез-газа и энергетическую ПГУ.

Получаемый паровоздушный газификацией синтез-газ очищают от сернистых соединений высокотемпературным способом. Таким образом, используется физическая теплота синтез-газа. Такое техническое решение позволяет снизить капитальные затраты на установку и повысить коэффициент использования топлива, так как синтез-газ поступает в ПГУ без охлаждения, и повышается энергетический КПД установки. При мокрой очистке газа коэффициент использования топлива снижается на 4–6 %.

Комбинированная установка (рис. 2) включает секцию коксования и газификации кокса (аппараты 1–5), секцию горячей очистки синтез-газа (аппараты 6–9) и ПГУ (аппараты 10–16).

Установка работает следующим образом: сырье (гудрон или другой остаток) подает в реактор 1 с псевдооживленным слоем кокса-теплоносителя диаметром частиц 0,1–0,3 мм, имеющего температуру 500–560 °С. Давление в реакторе составляет 1,8–2,0 МПа. При контакте сырья с частицами кокса происходят коксование на поверхности частиц и крекинг сырья.

В зависимости от состава сырья и параметров процесса образуются такие продукты ТКК, масс. доля, %:

Крекинг-газ ($H_2S, C_1 - C_4$)	4 – 6
Бензиновая фракция (60–180 °С)	14 – 18
Газойлевая фракция (180–350 °С)	23 – 26
Тяжелый газойль (350–510 °С)	27 – 30
Кокс	28 – 31.

Образовавшиеся газы и пары поступают в скруббер 2, в котором охлаждаются, частично конденсируются и отмываются от коксовой пыли. Сконденсировавшаяся

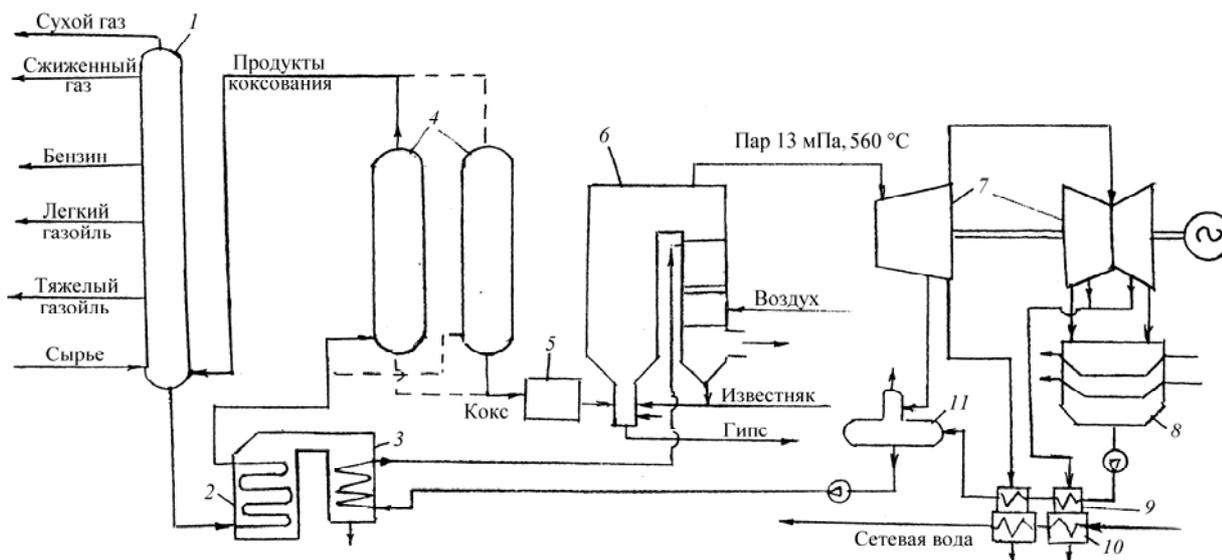


Рис. 1. Интегрированная установка замедленного коксования и теплофикационной ПТУ: 1 – блок ректификации продуктов коксования; 2 – трубчатая нагревательная печь; 3 – подогреватель питательной воды; 4 – коксовые камеры; 5 – блок топливopриготовления; 6 – котел с кипящим слоем; 7 – паровая турбина; 8 – конденсатор; 9 – регенеративные подогреватели; 10 – сетевые подогреватели; 11 – деаэратор

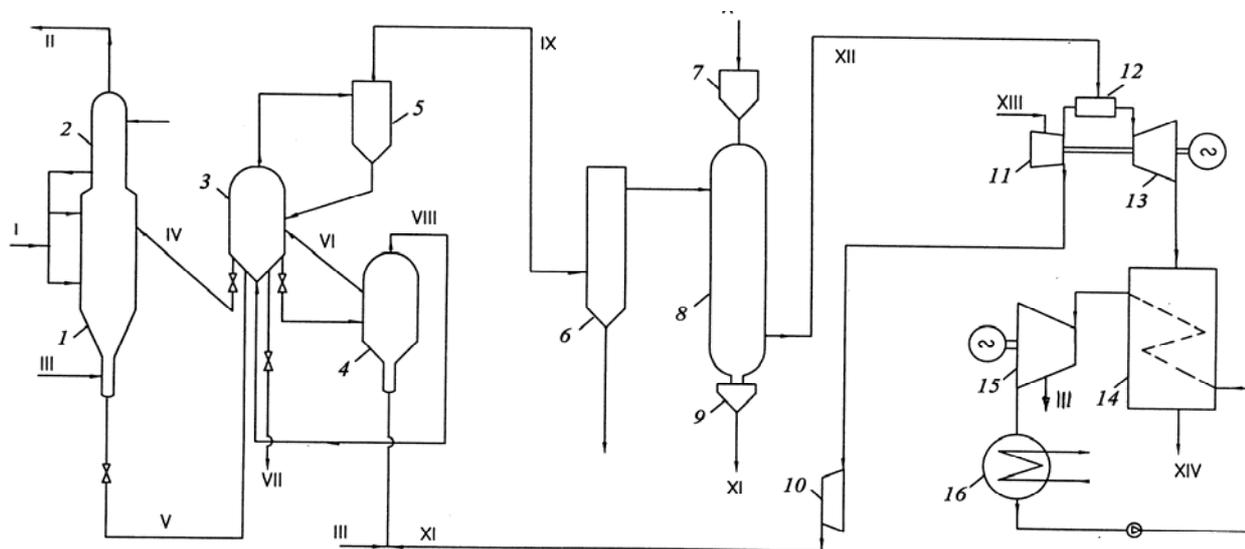
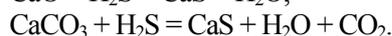
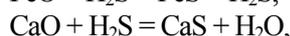


Рис. 2. Комбинированная установка ТКК, паровоздушной газификации кокса, горячей очистки газов и ПГУ: 1 – реактор термоконтáктного крекинга; 2 – скруббер; 3 – подогреватель кокса; 4 – газификатор кокса; 5 – циклон; 6 – керамический рукавный фильтр; 7 – бункер-питатель; 8 – реактор с движущимся сорбентом; 9 – разгрузочное устройство; 10 – бустерный (дожимной) компрессор; 11 – компрессор ПГУ; 12 – камера сгорания; 13 – газовая турбина; 14 – котел-утилизатор; 15 – паровая турбина; 16 – конденсатор; I – сырье; II – продукты коксования; III – пар; IV – нагретый кокс; V – охлажденный кокс; VI – горячий кокс; VII – зола и кокс; VIII – горячий коксовый газ; IX – горячий неочищенный синтез-газ; X – свежий сорбент; XI – отработанный сорбент; XII – очищенный синтез-газ; XIII – воздух; XIV – отходящие газы

тяжелая фракция вместе с коксовой пылью возвращается в реактор, а пары более легких продуктов выходят с верха скруббера и направляются на фракционирование. Из реактора 1 кокс попадает в подогреватель 3, где нагревается коксом и газом, поступающим из газификатора 4, до 600–650 °С и возвращается в реактор. Балансовое количество кокса (93–97 %) газифицируется в паровоздушном газификаторе 4. Горячий газ и кокс рециркулируют в подогреватель 3. Немного охлажденный газ с температурой около 600 °С через циклон 5 поступает в рукавный керамический фильтр 6. Высокотемпературный керамический фильтр является новым аппаратом, но он уже прошел промышленную проверку и может быть использован для тонкой очистки горячих газов.

Отфильтрованный от твердых частиц газ направляется в адсорбер 8 с движущимся слоем адсорбента, который подается в адсорбер через бункер-питатель. Сероводород при высоких температурах (400–900 °С) химически реагирует с оксидами и солями металлов с образованием сульфидов соответствующих металлов.

Нашли применение оксиды железа, кальция и магния:



По мере расходования на связывание серы сорбент выводится из адсорбера через разгрузочное устройство и направляется на регенерацию.

Очищенный от сернистых соединений газ имеет ориентировочно следующий состав, об. доля, %: H_2 – 22, CO – 23, CH_4 – 1, CO_2 – 12, N_2 – 34, H_2O – 8. Низшая теплота сгорания такого газа около 5600 кДж/м³, он является неплохим топливом для ГТД.

Очищенный от сернистых соединений газ поступает в камеру сгорания газовой турбины, куда подается также воздух из компрессора, и вместе с паром направляется в газификатор 4. Отработанные в газовой турбине газы поступают в котел-утилизатор, в котором генерируется пар давлением 7–13 МПа для паровой турбины. Конденсат из конденсатора после соответствующей обработки подается в котел-утилизатор.

Предлагаемая комбинированная энерготехнологическая установка, состоящая из установки ТТК, установки горячей (высокотемпературной) очистки синтез-газа от твердых частиц и сернистых соединений и ПГУ, позволяет получать электроэнергию из сернистого кокса с КПД 46–48 % и минимальными выбросами вредных веществ в атмосферу. По нашим расчетам, суммарная стоимость установки коксования мощностью 1 млн т/год с энергоустановкой 60 МВт составляет около 110 млн дол. США

Интегрированная установка термоконтактного крекинга и котла с циркулирующим кипящим слоем

Как видно из представленного материала, техноло-

гическая установка ТТК является сложной системой, в которой работают несколько аппаратов с ЦКС: реактор, нагреватель кокса, газификатор. Нами исследована и предложена несколько иная схема подвода тепла в реактор ТТК, в которой теплота подводится с нагретым в печи сырьем и перегретым паром, а кокс сжигается в энергетическом котле с ЦКС известняка и кокса со связыванием серы.

В котлах с ЦКС могут эффективно сжигаться различные виды топлив, в том числе сернистый кокс с малым выходом летучих веществ. Он содержит очень мало золы (не более 0,6 %) и сжигается в слое частиц, состоящих почти полностью из известняка (CaCO_3). При температуре в слое 800–900 °С известняк кальцинируется с образованием CaO и Ca(OH)_2 . В результате реакций этих щелочных соединений с SO_2 образуется сульфид кальция CaSO_4 (гипс), в который переходит не менее 90 % серы. Вследствие низкой температуры ЦКС термических NO_x почти не образуются, а связанного азота в коксе практически нет, следовательно, концентрация оксидов азота в дымовых газах будет во много раз меньше допустимой.

Для сжигания кокса могут быть использованы обычные пылеугольные котлы с системой очистки дымовых газов от сернистых соединений. В связи с тем что мокрая, а также мокросухая очистка газов являются относительно дорогостоящими устройствами, в большинстве случаев предпочтительно устанавливать котлы с ЦКС.

Процесс ТТК является среднетемпературным (480–530 °С), следовательно, может быть использован теплоносителем с температурой 580–600 °С. Перегрев водяного пара до такой и даже более высокой температуры технических трудностей не представляет. Использование газообразного теплоносителя для ТТК значительно упрощает технологическую схему и повышает ее энергетическую эффективность. Выход продуктов ТТК почти такой же, как и в процессе “Флексикокинг”, который приведен выше.

Интегрированная установка ТТК и сжигания кокса (рис. 3) работает следующим образом. Сырье (гудрон, асфальтит, битумы, смолы) смешивается с рециклом и нагревается в трубчатой печи 1 до 500–520 °С. В этой же печи или в отдельном пароперегревателе нагревается водяной пар до 580–600 °С. Нагрев сырья до более высокой температуры не рекомендуется из-за опасности закоксовывания змеевика. Сырье и пар смешиваются перед реактором, и смесь с оптимальной для крекинга температурой (520–540 °С) поступает в реактор 2. Для поддержания теплового баланса перегретый пар может дополнительно подаваться непосредственно в реактор. Сырье в реакторе подвергается крекингу, образуя продукты реакции, включая кокс. Все продукты, кроме кокса, в парообразном состоянии поступают в скруббер 3, орошаемый газойлевой фракцией. При этом конденсируются тяжелые фракции, и пары от-

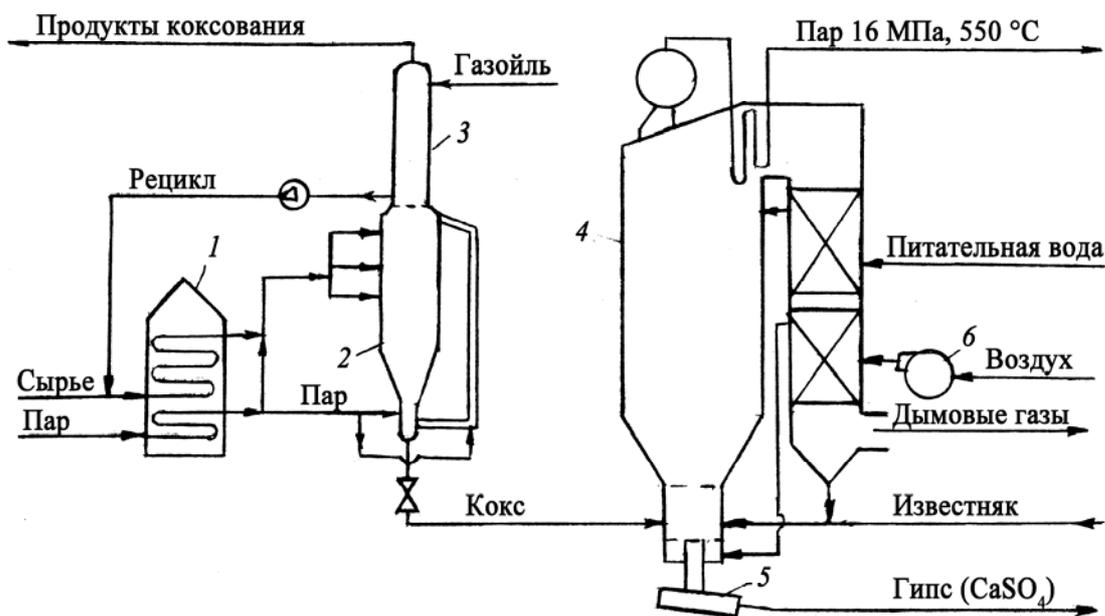


Рис. 3. Принципиальная схема термического крекинга и сжигания кокса: 1 – трубчатая печь; 2 – реактор; 3 – скруббер; 4 – котел с ЦКС; 5 – шнек; 6 – вентилятор

мываются от коксовой пыли. Сконденсировавшаяся тяжелая фракция с уловленной пылью откачивается с нижней части скруббера, смешивается с первичным сырьем и нагревается до 500–520 °С в печи 1.

Пары более легких продуктов отводятся с верхней части скруббера и направляются на фракционирование. Из нижней части реактора определенное количество кокса транспортируется паром вверх. Рецикл кокса необходим, так как он служит контактным материалом для коксования, а основная доля тепла подводится с паром. Из реактора 2 отводится горячий пылевидный кокс, который без всякой подготовки подается в котел с ЦКС 4 за счет повышенного давления в реакторе.

Как и котлы с факельным сжиганием топлива, котлы с ЦКС являются сложным и дорогим агрегатом. Удельная их стоимость в зависимости от качества топлива, мощности и других факторов составляет 100–150 дол. США /кВт. По капитальным затратам они имеют некоторое преимущество перед пылеугольными котлами, если последние оснащены азото- и сероочисткой. В этом случае капитальные затраты для котлов с ЦКС ниже приблизительно на 7 %, а себестоимость электроэнергии – на 6–10 %.

Приводим основные показатели интегрированной установки ТТК и ПГУ мощностью 1 млн т/год по сырью. Им является гудрон с содержанием серы 4 %, плотностью 1040 кг/м³, коксумостью по Конрадсону 23 %. При давлении в реакторе 0,3 МПа и температуре 480 °С получается следующий выход продуктов, тыс. т/год:

Крекинг-газ (H₂S, C₁ – C₄) 60

Бензиновая фракция (60–180 °С)	180
Газойлевая фракция (180–350 °С)	190
Тяжелый газойль (350–510 °С)	250
Кокс	290
Потери	30.

Из этого сырья получается кокс приблизительно следующего состава, %: С – 92; Н – 3,2; S – 4,4; зола – 0,4. Низшая теплота сгорания его $Q_n = 35\,000$ кДж/м³. Годовое производство кокса составляет 290 тыс. т/год. Таким образом, на коксе может работать ТЭЦ мощностью 130 МВт с выработкой электроэнергии до 900 млн кВт·ч/год.

Установка гидрокрекинга нефтяных остатков

В связи с добычей и переработкой все более тяжелых и сернистых нефтей важную роль в развитии процессов их переработки начинает играть гидрогенизационная переработка нефтяных остатков. Однако следует учитывать, что для промышленной реализации этих процессов требуются сложные технологические установки с аппаратами, работающими под высоким давлением (до 30 МПа), и, следовательно, большие инвестиции. Работа аппаратов под высоким давлением с большим расходом водорода требует значительных производственных затрат [4, 5, 7, 8]. Однако экологические требования к выпускаемой продукции и высокий выход качественных продуктов обеспечивают рентабельность процессов гидропереработки остатков. Экономические показатели установок гидрокрекинга остатков могут быть существенно улучшены оптими-

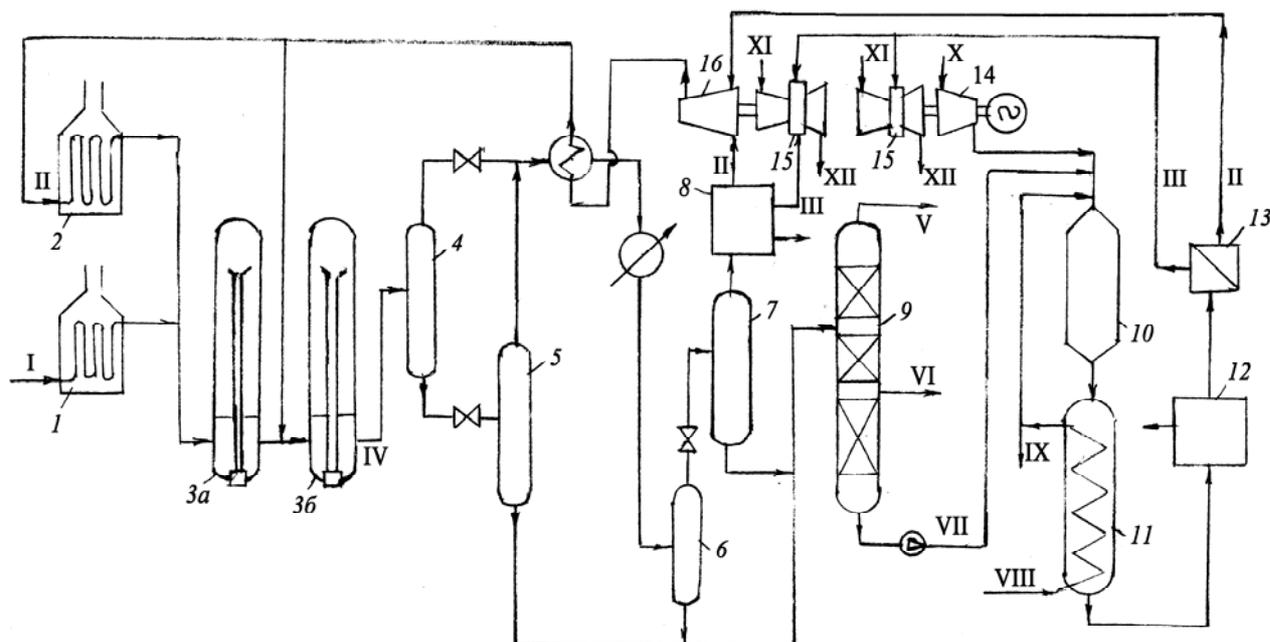


Рис. 4. Схема установки гидрокрекинга с получением водорода: 1, 2 – печи для нагрева сырья и водорода; 3а, 3б – реакторы гидрокрекинга; 4 – сепаратор высокого давления; 5, 6 – сепараторы среднего давления; 7 – сепаратор низкого давления; 8 – секция выделения и очистки водорода; 9 – атмосферная ректификационная колонна; 10 – газификатор; 11 – котел-утилизатор; 12 – блок очистки синтез-газа; 13 – блок мембранного выделения водорода; 14 – кислородный компрессор; 15 – ГТД; 16 – циркуляционный компрессор; I – сырье; II – ВСГ; III – топливный газ; IV – продукты гидрокрекинга; V – бензиновая фракция; VI – газойлевая фракция; VII – остаточная фракция; VIII – питательная вода; IX – пар среднего давления; X – кислород; XI – воздух; XII – продукты сгорания

защией степени превращения сырья, использованием остатков для получения водорода и механической или электрической энергии. Нами исследована комбинированная установка гидрокрекинга гудрона или тяжелых газойлей, газификации остатков гидрирования и выделения водорода, представленная на рис. 4.

За основу нефтехимической части комбинированной установки взят процесс LC-Fining фирмы “Лумбус”. Нагретые в печах сырье и водородсодержащий газ (ВСГ) поступают в нижнюю часть реактора и смешиваются с циркулирующим потоком жидкости. Циркуляция осуществляется с помощью встроенного в нижнюю часть реактора насоса. Парожидкостная смесь обеспечивает вспучивание (эбулирование) катализатора, а в верхней его части – псевдооживление. Во время работы происходит постепенная замена закоксованного катализатора на свежий. В зависимости от свойств сырья и заданной глубины превращения давление в реакторе составляет 10–30 МПа, температура – от 380 до 450 °С. Степень превращения сырья обычно находится на уровне 60–85 %.

Используются два или три реактора. Парожидкостная смесь из последнего реактора поступает в горячий сепаратор высокого давления, потом дросселируется в сепаратор среднего, а затем – низкого давления. Газ из сепаратора 7 поступает в секцию выделения и очистки

водорода 8. Очищенный от сернистых соединений ВСГ подается в циркуляционный компрессор 16. Жидкость из всех сепараторов разделяется в атмосферной колонне 9, из которой отбираются целевые продукты гидрокрекинга – бензиновая и керосино-газойлевая фракции. Нижний продукт колонны (тяжелый газойль) подается в газификатор 10, куда поступают также кислород и водяной пар. Продукты газификации охлаждаются в котле-утилизаторе с генерацией пара среднего давления. Синтез-газ подается в блок очистки 12, а затем в блок мембранного выделения водорода 13. Выделяется ВСГ с концентрацией водорода 96–98 %, который смешивается с циркулирующим газом, и компрессором 16 направляется в печь или реактор. Газы, оставшиеся после выделения водорода, служат топливом для ГТД.

При переработке гудрона плотностью 1020 кг/м³, содержанием серы 4,5 %, металлов 300 г/т и расходе водорода 6 % гудрона получают примерно следующий выход продуктов, масс. доля, %:

Газ (H ₂ S, C ₁ –C ₄)	2,5
Бензин (фр. 70–204 °С)	17
Дизтопливо (фр. 204–343 °С)	23
Вакуумный газойль (фр. 343–560 °С)	28,5
Остаток (фр. >560 °С)	35.

Содержание серы в дизельной фракции составляет около 0,05 %, в котельном топливе – приблизительно 1 %.

В данной схеме ГТД применяется для привода циркуляционного компрессора и компрессора кислорода или воздуха для процесса газификации. Избыточная мощность ГТД используется для привода электрогенератора. Производство водорода из тяжелого газойля и применение ГТД дают возможность сократить производственные расходы установок гидрокрекинга приблизительно на 20 %.

При гидрокрекинге остатков с умеренным содержанием серы и достаточно глубоким обессериванием можно использовать паровоздушную конверсию и не устанавливать блок очистки синтез-газа. Это заметно снизит капитальные вложения и суммарные энергозатраты.

Еще больший эффект дает получение водорода из остаточного газойля. При степени превращения сырья 80 % и расходе водорода $320 \text{ м}^3/\text{м}^3$ сырья экономия производственных затрат по сравнению с получением водорода на отдельной установке из метана составляет примерно 30 %.

Для НПЗ средней мощности (6–8 млн т/год) наиболее подходящей является установка гидрокрекинга остатков мощностью 1 млн т/год. При глубине переработки 75 % на газификацию поступает 250 тыс. т/год, или 31 т/ч остатков, и образуется при парокислородной газификации около 94 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ синтез-газа с содержанием водорода примерно 47 %.

Следовательно, на каждую тонну сырья гидрокрекинга в процессе газификации остатков образуется 340 м^3 водорода. Около 90 % последнего выделяется из синтез-газа и используется в процессе гидрокрекинга. Оставшийся газ (в основном СО) обеспечивает эффективную мощность ГТД приблизительно 60 МВт. Электрическая мощность на собственные нужды установки оценивается в 15 МВт. Таким образом, 45 МВт отдается в электросеть. Для ГТД может также использоваться углеводородный газ из секции выделения водорода 8 (рис. 4), и мощность ГТД может быть увеличена.

Приведенный пример показывает высокую эффективность создания энерготехнологических установок.

Из рассмотренных вариантов интегрированных энерготехнологических установок установки с ПГУ имеют более высокий энергетический КПД (48–50 %), однако и более высокие капитальные затраты. Установка с паротурбинным циклом с указанными на рис. 1 параметрами обеспечивает КПД до 39 %, но имеет более низкие капитальные затраты. Главная цель строительства таких установок – безостаточная переработка нефти с минимальными выбросами вредных веществ в окружающую среду.

1. Степанов А.В., Сульжик Н.И., Горюнов В.С., *Рациональное использование сырьевых и энергетических ресурсов при переработке углеводородов*, Киев, Техніка, 1989.

2. Голомшток Л.И., Халдей К.З., *Снижение потребления энергии в процессах переработки нефти*, Москва, Химия, 1990.

3. Масленников В.М., Выскубенко Ю.А., Смитсон Г.Р. и др., *Парогазовые установки с внутрицикловой газификацией топлива и экологические проблемы энергетике*, Москва, Наука, 1983.

4. Степанов А.В., Горюнов В.С., *Ресурсосберегающая технология переработки нефти*, Киев, Наук. думка, 1993.

5. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А., *Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты*, Москва, Техника, 2001.

6. Саламов А.А., *Парогазовые установки с газификацией топлив*, Теплоэнергетика, 2002, (6), 74.

7. Бенинг Р.Э., Магданнел Н.К., *Нефть, газ и нефтехимия за рубежом*, 1997, (9), 87.

8. Сомов В.Е., Садчиков И.А., Шершун В.Г., Кореляков Л.В., *Стратегические приоритеты российских нефтеперерабатывающих предприятий*, Москва, ЦНИИГЭнефтехим, 2002.

Поступила в редакцию 12.01.2007 г.

Енерготехнологічні установки для беззалишкової переробки нафти

А.В. Степанов, Г.О. Ковтун, Г.Г. Матусевич

Інститут біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України,
Україна, 02094 Київ, вул. Мурманська, 1; факс: (044) 573-25-52

Наведено схеми і результати розрахунків комбінованих енерготехнологічних установок уповільненого коксування, двох варіантів термоконтактного крекінгу і гидрокрекінгу залишкових нафтових фракцій. Основними цілями створення енерготехнологічних установок є зниження шкідливих викидів у навколишнє середовище, зменшення капітальних вкладень і енерговитрат у нафтопереробній промисловості.

Integrated technological and power units for remainless oil refining

A.V. Stepanov, G.A. Kovtun, G.G. Matusevich

*Institute of Bioorganic Chemistry and Petrochemistry of NAS of Ukraine,
1, Murmanskaya Str., Kyiv, 02094, Ukraine, Fax: (044) 573-25-52*

Several versions of integrated units for refining plants and power plants have been presented. Delayed coking, thermal contact cracking and hydrocracking of residual oil fractions, combined with gas and steam turbine plants, have been considered. The main aims of powertechnological plants are to increase efficiency and reduce environment contamination, investments and energy consumption in the oil refinery industry.

**Нещодавно вийшов з друку
у Видавництві Національного університету "Львівська політехніка"
"Англо-німецько-російсько-український словник
з мастильних матеріалів і техніки мащення"
Автори: Є. Лебедєв, Ю. Іщук, М. Братичак**

Словник складається з чотирьох частин: власне англо-німецько-російсько-українського словника і німецького, російського та українського покажчиків.

Ці покажчики дають змогу робити переклад з німецької, російської або української мови на будь-яку з трьох інших мов Словника. Отже, в ньому – 12 двомовних словників. Загальний обсяг – понад 4,5 тисячі термінів з мастильних матеріалів і техніки мащення.

Словник зорієнтований на широке коло користувачів, зокрема, на викладачів та студентів вищих навчальних закладів, інженерів, фахівців та наукових співробітників, які працюють у галузі виробництва та застосування мастильних матеріалів, на працівників видавництва та перекладачів.

Ціна словника договірна.

Словник можна придбати за адресою: УкрНДІНП "МАСМА"
пр. Академіка Палладіна, 46,
Київ-142,
Україна, 03680

Контактний телефон: (044) 424-25-13