

УДК 665.6.7(075.8)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ (ОБЗОР)

© 2020 г. О. Ф. Глаголева¹ *, В. М. Капустин¹ **

¹Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, 119991 Россия

* E-mail: ofprof@mail.ru

** E-mail: vmkapustin@mail.ru

Поступила в редакцию 22.01.2018 г.

После доработки 10.07.2019 г.

Принята к публикации 10.07.2020 г.

Рассмотрены основные технологии подготовки, транспортирования нефти и переработки различного нефтяного сырья с точки зрения способов их совершенствования, энергосбережения, повышения эффективности за счет подготовки сырья, оптимизации схем рекуперации тепла потоков, совершенствования аппаратного оформления и т.д.

Ключевые слова: модернизация, энергоносители, теплообмен, рекуперация, энергоэффективность, технологии, реакторы, печи, теплообменные аппараты

DOI: 10.31857/S002824212006009X

Прежде чем поступить на переработку, уже на промысле нефть должна пройти стадии подготовки — обезвоживания и обессоливания, а также стабилизации (удаление основной части попутного газа). После этого стабильная нефть транспортируется на НПЗ с минимальным количеством воды и солей. При переработке нефти на НПЗ в любом технологическом процессе существенную роль играет стадия подготовки сырья, которая может осуществляться различными способами. Прежде всего, это гидроочистка, четкое регулирование фракционного состава, а для тяжелого сырья — деасфальтизация, адсорбционная очистка и др. Важное значение имеют также различные меры внешнего воздействия на нефтяное сырье, что позволяет влиять на баланс сил межмолекулярных физических взаимодействий в нефтяных дисперсных системах.

По данным Международного энергетического агентства мировой спрос на энергию к 2040 г. увеличится на 30% [1, 2], в связи с чем проблема сбережения энергии приобретает особое значение. Многие НПЗ ставят своей целью снижение себестоимости продукта путем уменьшения расходов энергоносителей. Основной потенциал экономии (90%) заключается в самих технологических процессах, особенно в схеме рекуперации тепла. В целом, модернизацию, направленную на повышение энергетической эффективности и энергосбережение, следует начинать с реакторной системы, системы разделения и системы теплообмена. Правильное проектирование системы рекуперации

тепла позволяет значительно снизить нагрузку на печи, паровые подогреватели, а также водяные и воздушные холодильники. За счет этого снижение потребления энергоносителей может составить 10–20% (а в отдельных случаях — до 40–50%) от начального энергопотребления [3].

Наряду с энергосбережением правильное проектирование теплообменных аппаратов (печей, конденсаторов, холодильников, ребойлеров и др.), а также реакторов, скрубберов и других аппаратов, модернизация технологических установок в целом, направленная на повышение эффективности производства, позволяет улучшить и экологические показатели НПЗ.

Экономия энергоносителей на технологических установках может быть достигнута, прежде всего, такими основными способами:

- оптимизацией системы теплообмена;
- вовлечением в рекуперацию максимального количества основных технологических и вспомогательных потоков;
- использованием высокоэффективных теплообменных аппаратов.

В этом направлении на всех крупных НПЗ России принимаются различные меры. Применительно к нагревательной печи, которая является “сердцем” практически любой технологической установки, к сопутствующему оборудованию, к теплообменным и другим аппаратам и узлам необходимо снизить тепловые потери.

Таблица 1. Величины потерь от различного вида оборудования на нефтеперерабатывающем заводе

Оборудование	Мощность тепловых потерь, т у.т./год
Открытые участки труб	1.3
Задвижка	3.0
Фланец и патрубков	1.2
Крышка теплообменного аппарата	2.9
Открытые части теплообменного аппарата	8.0
Насос	3.0
Печь	994.0

Величины потерь от различного вида оборудования на нефтеперерабатывающем заводе приведены в табл. 1 [4].

Как видно из приведенных данных, наибольшими потерями характеризуется трубчатая печь (прежде всего, это потери от стенок – 49% от общих заводских теплотерь).

Снизить общие потери энергии позволяет совмещение технологических установок. Здесь следует отметить отечественные разработки в области создания базовых проектов комбинированных установок нового поколения для переработки нефти. Кроме того, в России крайне необходим поиск проектных решений для увеличения эффективности и энергосбережения уже работающих установок, а также принимать меры к снижению затрат как при добыче, так и при транспортировании нефти. Все это вместе взятое призвано существенным образом повысить энергоэффективность современной российской нефтяной отрасли.

ДОБЫЧА И ДОСТАВКА НЕФТИ НА НПЗ. ПОДГОТОВКА НЕФТИ К ПЕРЕРАБОТКЕ

Добыча нефти в РФ в 2019 г. составила 560 млн т/год (данные ЦДУ Минэнерго РФ). При этом, как и в мировом масштабе, наблюдается тенденция утяжеления нефтей, повышения содержания смолисто-асфальтовых веществ (САВ), серы, азота, металлов. В любом случае находящиеся в нефти высокомолекулярные углеводороды и неуглеводородные соединения затрудняют, осложняют и удорожают добычу, транспортировку и переработку нефти. Особые трудности на первой же стадии производства нефти, а именно при добыче, а также транспортировании, хранении вызывают асфальто-смолисто-парафиновые отложения (АСПО) [5, 6]. Формирование асфальтовых отложений может происходить как в пласте, так и в насосно-компрессорных трубах, трубопроводах и резервуарах. Выпадения асфальто-

очень нежелательны с технологической и экономической стороны, т.к. возникает необходимость выполнения работ по предотвращению и удалению отложений, что вызывает рост затрат на процесс добычи, транспортировки, хранения нефти.

Асфальто-смолистые надмолекулярные структуры существенно влияют на парафинизацию скважин, т.к., с одной стороны, не позволяют парафино-нафтенам кристаллизоваться и выпасть из потока, а с другой – сами являются инициаторами парафинизации, образуя крупные ассоциаты, которые затем коагулируют и выпадают на поверхности труб [7–10].

Накопление АСПО в проточной части нефтепромышленного оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода работы скважин и эффективности работы насосных установок. С химической точки зрения АСПО представляют собой сложную смесь, состоящую из парафинов (20–70 мас. %), смолисто-асфальтовых веществ, или САВ (20–40 мас. %), силикагелевых смол, масел, воды и механических примесей [11].

Существуют также нефтяные дисперсные системы, относящиеся к классу коллоидов, в которых САВ диспергированы в мальтеновой среде.

Очевидно, что физико-химические и технологические свойства нефтей во многом обусловлены физическими межмолекулярными взаимодействиями в системах “асфальтены–смолы” и “мальтены–смолы–асфальтены”. Строение смол и асфальто-смолистых веществ принято рассматривать как структуры, которые представляют собой параллельные нафтено-ароматические слои, связанные между собой за счет формирования комплексов с переносом зарядов. При этом имеет место некоторое завышение степени упорядоченности асфальто-смолистых веществ, т.к. они рассматриваются как идеальные кристаллы, хотя квазикристаллическая часть составляет малую долю асфальто-смолистого вещества (не превышает 3–4 мас. %) [12].

В пределах одного нефтедобывающего региона и даже отдельного месторождения компонентный состав АСПО изменяется в широких пределах. Знание состава АСПО имеет практическое значение для определения оптимальных методов борьбы с ними, в частности, для выбора химических реагентов. Этот выбор часто осуществляют, исходя из типа АСПО. Для исследования состава и структуры отложений, а также состава нефтей используют экстракционный, хроматографический, термический, спектральный, электрохимический и др. методы анализа [13–18].

Способы предотвращения отложений асфальто-смолистых веществ и твердых парафинов следующие – ингибирование с помощью химических реагентов, совершенствование технологии

компаундирования, волновое и электромагнитное воздействие, использование нагревательных кабельных линий, создание антиадгезионных покрытий внутренней поверхности технологического оборудования и др. [19–26].

Для очистки от отложений разработан целый ряд способов, а именно – запуск скребков, промывка горячими теплоносителями, промывка углеводородными растворителями, микроволновая и ультразвуковая обработка, точечный нагрев. Ясно, что все это требует затраты энергии. Поэтому необходимо прогнозировать отложения при добыче, транспортировке и переработке нефти, исследуя физико-химические свойства, содержание парафинов и САВ, растворяющую способность дисперсионной среды и др.

Содержание и структура смолисто-асфальтовых веществ оказывает существенное влияние на последующие способы подготовки нефти, первичной и вторичной переработки, а также на качество нефтепродуктов. Ниже рассмотрены некоторые способы повышения эффективности и энергосбережения на установках переработки нефти на НПЗ топливного профиля. Поэтому технологии очистки и получения масел в данном обзоре не рассматриваются.

ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ НА СОВРЕМЕННЫХ НПЗ

В 2018 г. мощность мировой нефтепереработки достигла 100 млн бар в сутки (5 млрд т в год). Две трети прироста объемов нефтепереработки обеспечил АТР (Китай, Индия, Вьетнам). Объем ежегодной переработки нефти в России в последние несколько лет находится на уровне 280–290 млн т [27, 28].

По объему нефтепереработки РФ занимает третье место в мире (после США и Китая). Однако по сложности (ИНДЕКС фактор Нельсона) российские НПЗ уступают развитым странам [28].

Эффективность работы НПЗ зависит от множества факторов. Ее снижение может быть вызвано нестабильностью работы отдельных узлов установок, нарушениями в работе разделительных устройств, колебаниями уровня, пенообразованием в аппаратах и перебросом пены, гидравлическими потерями, неверными показаниями приборов, проблемами качества пара и др. реагентов, повреждениями труб печей и теплообменников, утечками, кавитацией и повреждениями уплотнений в насосах и др. [29–31].

Наиболее энергоемкими объектами НПЗ являются технологические установки.

Ниже рассмотрены способы повышения эффективности и энергосбережения на основных технологических установках современных НПЗ топливного профиля. В этот список не включен

процесс риформинга и ГФУ, т.к. по ним планируется сделать следующий обзор.

ОБЕЗВОЖИВАНИЕ И ОБЕССОЛИВАНИЕ НЕФТИ

В экономике транспортирования нефти огромную роль играет обезвоживание и обессоливание нефти, а также ее стабилизация уже на промысле. Однако на НПЗ приходится удалять оставшуюся воду и растворенные в ней хлориды для снижения затрат на испарение воды и конденсацию паров при работе установок прямой перегонки нефти. Кроме того, при недостаточном обессоливании нефти возможна коррозия аппаратуры из-за гидролиза солей с образованием кислоты. Следует подчеркнуть, что попадание металлов в сырье каталитических процессов может вызвать отравление катализаторов. К тому же, оставшиеся соли, попадая в тяжелые остатки, повышают зольность таких нефтепродуктов, как котельное и судовое топливо и нефтяной кокс [32].

На НПЗ доставляется нефть с содержанием воды примерно 1 мас. %, солей 50–100 мг/л, что достигается еще на промысле. Глубина же обессоливания нефти на заводской электрообессоливающей установке (ЭЛОУ) влияет на остаточное содержание солей не только в нефти, но и во фракциях и, особенно, в остатках перегонки.

Для эффективной деэмульсации важное значение имеет подача в нефть деэмульгатора. Расход деэмульгатора зависит от устойчивости к расслоению образующейся эмульсии вода–нефть и колеблется от 2 до 15 г/т нефти. Устойчивость эмульсии определяется наличием в нефти природных стабилизаторов (эмульгаторов) – смолисто-асфальтовых веществ, тугоплавких парафинов, а также твердых частиц песка, глины. Эти эмульгаторы образуют вокруг глобулы воды армирующий слой. От степени удаления твердых частиц при промысловой обработке нефти при прочих равных условиях зависит не только расход деэмульгатора, но и улучшаются параметры режима деэмульсации нефти [33]. Таким образом, обработка водо-нефтяной эмульсии на промысле повышает эффективность обезвоживания на ЭЛОУ, где используется сочетание нескольких факторов воздействия на систему, что обеспечивает эффективное отделение воды и солей от нефти. Полное отделение воды положительно сказывается на энергосбережении уже при последующей прямой перегонке нефти, снижая затраты на испарение воды и последующую конденсацию паров [34].

ПЕРЕГОНКА И РЕКТИФИКАЦИЯ

Установка первичной перегонки нефти должна обеспечивать заданные отборы и качество целевых фракций. Подготовка сырья различными

воздействиями, совершенствование схем теплообмена, использование современных контактных устройств сокращает (а иногда и устраняет) наложение фракций, позволяет более полно и четко отобрать соответствующие погоны для последующих процессов.

Анализ работы вакуумных колонн как на отечественных НПЗ, так и в зарубежной практике показывает, что углубление вакуума до остаточного давления 5–25 мм рт. ст. возможно только при сухой перегонке (*dry tower operate*). При этом расход циркулирующей жидкости для снижения температуры верха колонны сокращается в 2.5 раза [35, 36].

Технологическое оформление процесса фракционирования нефти без использования водяного пара в отгонных секциях атмосферной и вакуумной колонн, в отпарных колоннах и эжекторах обеспечивает следующие основные преимущества:

- резко сокращается обводненность нефтепродуктов;
- сокращается нагрузка на вакуум-создающую аппаратуру, что позволяет поддерживать глубокий вакуум;
- уменьшается коррозия аппаратуры;
- уменьшается расход оборотной воды и электроэнергии, а также требуемая поверхность конденсаторов.

Кроме того, появляется возможность увеличения производительности установки.

Как правило, ЭЛОУ является частью установки, комбинированной с атмосферно-вакуумной трубчаткой (АВТ). Продукты, получаемые при перегонке, в основном являются сырьем для последующих процессов облагораживания светлых фракций, а также глубокой переработки тяжелых вакуумных фракций и остатка перегонки. Часто колонные аппараты установок АВТ работают не с полной нагрузкой, а отборы светлых и вакуумных фракций проводятся с нечетким отбором смежных фракций при перегонке, т.е. с большим наложением (*overlap*) фракций [37, 38].

Для более полного извлечения каждого узкого погона необходимо правильно подобрать технологические параметры режима процесса ректификации. В то же время, иногда требуется и некоторая реконструкция действующего оборудования.

Важным условием повышения отбора дистиллятных фракций при перегонке является оптимальное смешение нефтей для обеспечения их совместимости. Такая совместимость (кинетическая устойчивость, стабильность смеси) важна также для снижения расходов энергии уже на стадии перекачки нефти [19, 22]. При перегонке фактор оптимального смешения нефтей играет также весьма существенную роль [39–45].

Воздействием внешних полей, использованием разного рода добавок также можно повышать эффективность отбора дистиллятов при перегонке нефти за счет перераспределения углеводородов между сосуществующими фазами [50].

Сравнивать оценки энергоэффективности можно, основываясь на принципах пинч-анализа (от *pinch* англ. – сжатие, сужение). Пинч-анализ – методология минимизации потребления энергии процессом путем расчета необходимого минимума потребления энергии и его достижения через оптимизацию тепла рекуперации системы, методов подвода энергии [51].

С помощью пинч-анализа определен потенциал энергоэффективности на одной из установок АВТ, разработан проект оптимальной энергоресурсоэффективной реконструкции установки с последующим инженерным моделированием [52, 53].

КАТАЛИТИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ-ФЛЮИД (ККФ)

Каталитические процессы являются основой современных технологий переработки нефти, обеспечивающих производство современных топлив и сырья для нефтехимии. Задачи оптимизации работы существующих установок весьма актуальны, успешное их решение возможно только на основе применения современных средств и методов математического моделирования [54–56].

Важное место в схемах современного НПЗ занимает каталитический крекинг в кипящем слое алюмосиликатного катализатора – каталитический крекинг-флюид (ККФ, или FCC) – один из основных процессов, направленных на углубление переработки нефти. Среди деструктивных процессов каталитический крекинг по мощностям занимает ведущее место в мире. Его удельный вес составляет около 20% от мировой мощностей по первичной переработке нефти [57]. Вследствие своей приспособляемости к переменам в составе сырья и номенклатуре продуктов, а также высокой прибыльности за счет разницы в стоимости сырья и цены получаемых продуктов, ККФ зачастую является центральным процессом НПЗ.

Главные рыночные рычаги, способствующие разработке технологии каталитического крекинга нового поколения [57, С. 267]:

- утяжеление нефти (более 50% новых установок в мире проектируются для переработки тяжелых видов сырья);
- повышение спроса на дизельное топливо и снижение на бензин;
- рост потребности в сырье нефтехимии;
- снижение выбросов оксидов SO_x , NO_x и пыли.

Основные направления развития каталитического крекинга:

- подготовка сырья (гидроочистка, адсорбционно-контактная очистка, деасфальтизация и др.), что особенно важно в связи с утяжелением сырья;
- совершенствование каталитических систем;
- улучшение конструкций реакторно-регенераторного блока (узла ввода сырья, использование сдвоенных стояков с учетом переработки тяжелого сырья, использование концевых оборудования – райзера, известное как вихревая система разделения, оптимизация геометрических размеров циклонных сепараторов и др.) [58, 59].

В настоящее время компания KBR развивает технологию каталитического крекинга остаточного сырья (RFCC) [50, 58–60]. В случае использования тяжелого сырья (остатков атмосферной перегонки или смеси вакуумных остатков и газойлей) особое значение приобретает его предварительная очистка. Фирма KBR предлагает применение регенератора двойного диаметра. Наличие расширенной части снижает потери катализатора, минимизируя его унос в циклоны. Кроме того, предлагается регенерация катализатора при недостатке кислорода с оснащением установки котлом-утилизатором дожига CO, что делается, во-первых, для снижения вредных выбросов, во вторых, в этом случае появляется возможность использования тепловой энергии дымовых газов. Для того чтобы стабилизировать работу всей аппаратуры, поддерживают постоянными количество сырья, подаваемого на установку, и температуру на выходе сырья из печи, регулируя расход топлива в печь, а также совершенствуют конструкцию форсунки распыла сырья и пара [61].

В результате гидроочистки сырья каталитического крекинга и других способов подготовки, совершенствования сырьевых форсунок, диспергирующих сырье в узле ввода, использования новых катализаторов и разного рода добавок к ним, модификации реакторно-регенераторного блока, циклонных сепараторов, оптимизации параметров технологического режима удается повысить эффективность процесса. Кроме гидроочистки рекомендуются и другие способы активации сырья для повышения эффективности процесса – введение активирующих добавок, волновое воздействие и др. [62–66].

В последние годы ККФ все больше становится процессом двойного назначения: первое – получение высокооктанового компонента бензина, второе – получение пропилена и бутиленов – сырья для нефтехимии. Во втором случае крекинг проводится в более жестком режиме (температуру в реакторе повышают до 550–570°C, вносят конструктивные изменения в аппаратуру). Все это повышает выход пропилена от 5–6 мас. % при обычном режиме крекинга до 20–21 мас. % – на пропиленовом режиме. Этот процесс обозначается как DCC (глубокий каталитический крекинг).

В то время как пиролиз направлен в основном на получение этилена, DCC подходит для производства именно пропилена и бутиленов как наиболее востребованных на рынке [67].

Получение легких олефинов, а также алкилирование изобутана олефинами в блоке с получением МТБЭ (метил-*трет*-бутиловый эфир) и каталитическим крекингом приобретает все большее значение как технологический комплекс современного НПЗ.

В то же время нефтехимический вариант каталитического крекинга (DCC) не является сегодня главным вариантом ККФ, как при переработке вакуумного газойля, так и при переработке остатков, т.к. качество и количество бензина каталитического крекинга снижается. Поэтому его распространение на заводах мира ограничено, а в России не построено ни одной установки.

АЛКИЛИРОВАНИЕ

Известно, что важнейшей составной частью товарных бензинов является алкилат, который по своим свойствам превосходит большинство высокооктановых компонентов. Дебутанизированный алкилат имеет октановое число по исследовательскому методу 92–96, по моторному – 90–94.

Необходимость включения в схему современного нефтеперерабатывающего завода процесса алкилирования изобутана олефинами диктуется ужесточением требований к эксплуатационным и экологическим свойствам товарных автомобильных бензинов, а именно к содержанию олефинов, ароматических углеводородов, а также давлению насыщенных паров [68–70].

Для НПЗ важен вопрос выбора технологии алкилирования. При этом учитывается множество факторов, в том числе капитальные и общие эксплуатационные затраты, качество алкилата, гибкость производства, доступность реагентов, выход продуктов, вопросы обслуживания, безопасность и др. [71].

В последние годы за рубежом и в России активно разрабатывается технология твердокислотного алкилирования, которое безопаснее жидкокислотной технологии (особенно на фтористоводородной кислоте). Это перспективное направление использования твердокислотных катализаторов, благодаря своим специфическим свойствам (соответствия требованиям экологии и отсутствия коррозионной активности), является альтернативой традиционным промышленным жидкокислотным катализаторам [72–74].

Технология твердокислотного алкилирования обеспечивает низкие капитальные и эксплуатационные затраты, высокое соотношение изобутан:олефины, более низкую температуру, короткое время контакта, гибкость по сырью, простоту

в эксплуатации. Согласно Программе инновационного развития ПАО “Газпромнефть” до 2025 г., на базе московского завода компании специалисты “Газпром нефти” совместно с учеными Института нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева (ИНХС РАН) разрабатывают уникальную технологию твердокислотного алкилирования с применением безопасного катализатора на основе цеолита. В рамках проекта уже создан катализатор с достаточным для организации производственного процесса временем активной работы порядка суток. Сейчас новые катализаторы проходят опытно-промышленные испытания на установке мощностью 300 т алкилата в год.

Кроме того, разрабатывается новая технология ИЗОАЛКИ (ISOALKY) (фирма Honeywell-UOP) – ионно-жидкостное алкилирование с использованием запатентованного ионно-жидкостного катализатора [75]. Разработанный катализатор имеет кислотность на порядок выше, чем HF или H₂SO₄, кроме того более безопасен.

ВИСБРЕКИНГ

Несмотря на то, что производство топочного мазута постоянно снижается (в том числе и в нашей стране), висбрекинг сохраняет свое значение как сравнительно недорогой термический процесс, протекающий в довольно мягких условиях, нацеленный на снижение вязкости и температуры застывания вакуумных остатков и уменьшение расхода дистиллятных разбавителей (прежде всего дизельной фракции) для обеспечения нужной вязкости остаточного топлива.

Используя висбрекинг, можно снизить производство тяжелых нефтяных топлив (топочного мазута) на 20–35%, а потребность в дистиллятных разбавителях – на 20–30% [71, С. 135]. Кроме того, процесс позволяет переработать остатки в дистилляты, в частности в вакуумный газойль – сырье крекинга. Конкретная задача должна быть решена до включения установки висбрекинга в схему НПЗ, чтобы экономическая выгода от реализации этого включения была максимальной.

В то же время процесс висбрекинга имеет ограниченное будущее, так как при наличии на НПЗ установок коксования и гидрокрекинга остатков на них более экономически целесообразно перерабатывать вакуумные остатки.

Существуют две разновидности процесса: 1) печной, проводимый в змеевике печи, которая является одновременно нагревателем и реактором; 2) с выносной реакционной камерой (сокинг-секцией). В обеих технологиях продукты (после быстрого охлаждения-квенчинга для прекращения реакции) направляются в колонну на разделение.

Вторая разновидность висбрекинга имеет преимущества перед печным, т.к. крекинг протекает при более низкой температуре на выходе из печи, далее идет и завершается в необогреваемой камере (сокинг-секции) за счет тепла, аккумулированного в печи. Это обеспечивает меньшее потребление топлива и электроэнергии, более высокую управляемость процессом, благодаря возможности регулирования двух переменных – давления в сокинг-камере и температуры в печи [71, 76].

Процесс висбрекинга при небольших инвестициях позволяет хоть и незначительно, но повысить глубину переработки нефти, хотя основная его цель – получение печного топлива заданной вязкости.

Наиболее известны технологии компании Shell, Lummus, UOP, Foster Wheeler. На российских НПЗ используется также технология ГУП “Нефтехимпереработка”, которая отличается применением специального устройства внутри реакционной камеры, обеспечивающего режим идеального вытеснения [77].

ЗАМЕДЛЕННОЕ КОКСОВАНИЕ

Основной вклад в повышение конверсии нефти вносят процессы переработки тяжелого остаточного сырья, главным из которых является коксование. Этому процессу в настоящее время во всем мире придается большое значение как по причине необходимости утилизации тяжелых остатков с получением максимального количества дистиллятов и последующего производства моторных топлив, так и с целью получения кокса заранее заданного качества для использования в различных отраслях промышленности. До сего времени коксование остается экономически успешной технологией переработки нефтяных остатков. Процесс достаточно гибкий, чтобы его можно было интегрировать в самые разные технологические схемы.

За последние годы мировые мощности установок коксования выросли до 600 млн т/год [76]. По объему продаж нефтяного кокса первое место занимает Китай. Другими крупными производителями нефтяного кокса являются США, Венесуэла, Индия, Бразилия и Канада. Продажи нефтяного кокса в мире составляют 180 млн т в год [78]. В странах с развитой нефтепереработкой мощности коксования сбалансированы с мощностями каталитического крекинга и гидрокрекинга, что обеспечивает практически безостаточную переработку нефти и позволяет существенно экономить сырую нефть.

В России в течение многих лет общий объем сырья коксовых установок держался на уровне 6–6.5 млн т в год, в 2018 г. эта цифра возросла до 13 млн т [78]. Однако потребности отечественной металлургии (в частности, алюминиевой про-

мышленности) и других отраслей в коксе постоянно растут. По этой причине объемы производства кокса (особенно анодного и электродного) планируется повышать.

Низкосортные нефтяные коксы в мире широко используются в качестве топлива. Порошкообразный нефтяной кокс находит применение как топливо, в частности, в цементной промышленности. За рубежом в последние годы все более активно проводится сжигание кокса в котлах с циркулирующим кипящим слоем для производства тепловой энергии, однако в России топливный кокс не находит применения, что тормозит развитие процесса коксования в стране.

Известно, что именно те НПЗ, которые имеют в своем составе установки коксования, характеризуются величинами глубины переработки нефти более 90%, что превышает средний показатель по стране – 82–83% [79].

В процессе коксования может перерабатываться тяжелое сырье с высоким содержанием серы и металлов, для чего подходит технология непрерывного коксования, особенно вариант с газификацией низкокачественного пылевидного кокса [80]. Для получения кускового кокса как целевого продукта с заранее заданными свойствами сырье необходимо подбирать или специально готовить и перерабатывать его по технологии замедленного коксования [50, 80, 81].

Важнейшими аппаратами любой технологической установки являются трубчатые печи и теплообменники. При этом большой проблемой является закоксовывание труб нагревательной аппаратуры, особенно при переработке тяжелого сырья. Известно, что основой сырья коксования является гудрон, к которому можно добавлять имеющиеся на данном конкретном НПЗ остатки или тяжелые фракции деструктивного происхождения. Таким разбавлением сырья можно обеспечивать его однородность и стабильность работы печи за счет снижения закоксовывания, а также уменьшать содержание серы и металлов в коксе и улучшать его структуру. Таким образом, наряду с задачей подавления коксоотложений существует и задача управления процессами образования кокса определенной структуры и качества [81].

Большую роль в бесперебойной работе печи играет коллоидное состояние сырья. Для придания ему однородности и устойчивости к осаждению асфальтенов в неподвижную фазу с последующим превращением их в кокс и соответственно закоксовыванием труб печи, необходимо заранее регулировать кинетическую устойчивость сырья, что позволяет продлить работу печи, избежать аварийной остановки. Таким образом, увеличивается время непрерывной работы печи и соответственно установки в целом. Кроме того, для снижения коксоотложений в трубах печи требу-

ется повысить скорость прохождения вторичного сырья через змеевик, тем самым снизить толщину слоя кокса в трубах. По данным фирмы “МАГИКРОТ” (MagiCrot) из группы компаний ЦТК-ЕВРО, повышение толщины слоя кокса с 1/16 до 1/2 дюйма увеличивает дополнительные энергозатраты на 50–60%. Важное значение имеет способ очистки труб от отложений. Наиболее совершенной является гидромеханическая чистка (декоксификация), практикуемая “МАГИКРОТ”. Такой способ позволяет вернуть потокам в печи проектную пропускную способность, продлевает срок службы труб, сокращает затраты пара и воды, сокращает время простоя печи, что дает существенную экономию средств [82].

ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДЫХ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ

Проблема переработки тяжелого нефтяного сырья становится все более актуальной в связи с утяжелением добываемых нефтей и ростом производства различных нефтяных остатков на нефтеперерабатывающих заводах. В то же время снижается потребность в остаточных топливах. Все это требует эффективной переработки тяжелого остаточного сырья, что позволяет повысить глубину конверсии нефти в более ценные продукты [83, 84].

Газификация твердых нефтяных остатков может полностью исключить или значительно уменьшить их производство. Технология газификации позволяет перерабатывать нефтезаводские остатки любого типа, в том числе нефтяной кокс (известен процесс флексигокинга) [50, 80]. При этом появляется возможность получения ценных продуктов, электроэнергии, пара, водорода и различного химического сырья при низком уровне экологических вредных выбросов.

Из синтез-газа, получаемого газификацией, можно производить метанол и водород либо посредством процесса Фишера–Тропша перерабатывать его в синтетическое топливо [58].

Известно, что в экономически развитых странах ведущую роль в решении проблемы переработки нефтяного остаточного сырья в товарные нефтепродукты играют процессы гидрокрекинга, характеризующиеся высокой гибкостью в получении широкой гаммы высококачественных продуктов. Однако это процесс дорогой, требующий использования катализатора, подготовки сырья, высокого расхода водорода. Только гидрокрекинг в суспендированной фазе (сларри-технология) не имеет ограничений по таким показателям, как содержание металлов и САВ, а глубина превращения сырья достигает 90–95% [85, 86]. Из всех разработанных за рубежом сларри-технологий в промышленности реализован процесс компании

ENI (установка пущена в эксплуатацию в 2012 г.). В России аналогичный процесс, разработанный ИНХС РАН, позволяет на наноразмерном катализаторе перерабатывать атмосферные и вакуумные остатки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов с получением обгазированной легкой нефти. Процесс апробирован на крупной пилотной установке, построенной в Иране [87, 88].

В настоящее время в мире (США, Западная Европа, Япония) эксплуатируется несколько десятков установок парокислородной газификации твердых нефтяных остатков, назначением которых является производство водорода для гидрогенизационных процессов или технологического газа ($\text{CO} + \text{H}_2$) для получения дешевого метанола – сырья для синтеза высокооктанового компонента бензинов. Единственный отход процесса – гранулированный шлак с высоким содержанием ванадия и никеля.

Крупнейшими поставщиками технологий газификации на современном рынке являются компании: Chevron Texaco (США), Global Energy E-Gas (США), Shell (США, Нидерланды), Lurgi (Германия), British Gas/Lurgi (Германия), Prenflo/Uhde (Германия), Noell/GSP (Германия), HT Winkler (HTW) RWE, Rheinbraun/Uhde (Германия), KRW (США) [89]. В России также проводятся оригинальные работы в области газификации остаточного сырья, но не построено на НПЗ ни одной установки и в перспективе не планируется [90].

В заключение можно констатировать, что процессы добычи, транспортировки, подготовки и переработки нефти постоянно совершенствуются. Это касается подготовки нефти как на промысле, так и на НПЗ, а также транспортировки нефти, подготовки сырья и совершенствования технологии различных процессов – прямой перегонки, вторичной переработки нефтяных фракций и остатков, газификации тяжелого сырья и нефтяного кокса. Кроме того постоянно улучшается конструкция основных узлов и аппаратов заводских установок и проводится оптимизация схемы рекуперации тепла технологических потоков. Все это позволяет повышать эффективность процессов подготовки и переработки нефти.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Глаголева Ольга Федоровна, д.т.н., профессор, ORCID: 0000-0001-5641-3603

Капустин Владимир Михайлович, д.т.н., профессор, ORCID: 0000-0003-1814-5171

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 г. // Нефтегазовый журнал ИнфоТЭК. 2017. № 1. С. 25.
2. Федорова В.А. // Neftgaz. RU. 2019. № 10. С. 99.
3. Мешалкин В.П. Ресурсоэнергоэффективные методы энергообеспечения и минимизации отходов нефтеперерабатывающих производств. Основы теории и наилучшие практические результаты. М., Генуя: Химия, 2010. 393 с.
4. Канищев М.В., Мешалкин В.П., Ульев Л.М. // Территория нефтегаз. 2019. № 7–8. С. 80.
5. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. УГНГУ, 2011. № 1. С. 268. ISSN 1813-503X.
6. Mason T.G. // Physical Review E. 2003. № 67. P. 1. <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/12786121>
7. Akbardze K., Namami A., Harrat A., Chjan D. et al. // Oil and gas review. 2007. № 7. P. 28.
8. Agrawala, M., Yarranton H.W. // Ind. Eng. Chem. Res. 2001. № 40. P. 64.
9. Якубов М.Р., Борисов Д.Н., Якубова С.Г., Абилова Г.Р., Милордов Д.В. // Нефтяная провинция. 2016. № 2(6). С. 80. Научная электронная библиотека LIBRARY.RU
10. Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Юдина Н.В. // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 5. С. 21.
11. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2000, 653 с.
12. Mansoori Ali. G. // Socar Proceedings. НИПИ “Нефтегаз”, 2010. № 4. С. 12. ISSN 2218-6867.
13. Филатов В.М. Дис... канд. техн. наук: 02.00.13. М., РГГУ им. Губкина, 2010. 117 с.
14. NIR Spectroscopy. A Guide to Near-Infrared Spectroscopic Analysis of Industrial Manufacturing Processes. Switzerland: Metrohm AG, Herisau, 2013.
15. Копыльцова А.Б. Тарасов Б.П., Клим О.В. // Измерительная техника. 2013. № 6. С. 51.
16. Васильев А.В., Гриненко Е.В., Шукин А.О., Федуллина Т.Г. Инфракрасная спектроскопия органических и природных соединений. С.-Петербург: СПбГЛТА, 2007. 30 с.
17. Doyle W.M. Near-IR and Mid-IR Process Analysis – a Critical Comparison. Proceedings Annu. Toronto: ISA An.Div. Symp., 1995. 17 p. http://www.hellma-axiom.com/pdf/technical_notes/AN-911.pdf.
18. Stuart B.H. Infrared Spectroscopy: Fundamentals and Applications. New York: John Wiley & Sons, 2004.
19. Нагимов Н.М., Ишкаев Р.К., Шарифуллин А.В. // Нефть России. Техника и технологии добычи нефти. 2002. № 2. С. 68.
20. Mullins O.C., Pomerantz A.E., Ballard A.A., Zuo J.Y. // Petrophysics. 2015. V. 56. № 3. P. 266.
21. Такаева М.А., Мусаева М.А., Ахмадова Х.Х., Пивоварова Н.А. // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 223.
22. Евлахов С.К. // Трубопроводный транспорт нефти. 2003. № 6. С. 32.
23. Якимечко Я. // Oil and Gas J. Russia. 2014, март. С. 32.

24. Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Юдина Н.В. // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 5. С. 21.
25. Торховский В.Н., Кравченко В.В., Антонюк С.Н., Федорова Г.А., Городский С.Н., Пояркови Р.Ю. // Технологии нефти и газа. 2016. № 1. С. 22.
26. Киташов Ю.Н., Назаров А.В., Ильинец А.М. // Oil and Gas J. Russia. 2011. № 3. С. 87.
27. Котломин В. Вызовы, стоящие перед мировой и региональной нефтепереработкой. Доклад на конференции компании Euro Petroleum Consultants (EPC), М., 2019. 09.
28. Переработка нефти и газового конденсата // Нефтегазовый журнал ИнфоТЭК. 2019. № 9. С. 70
29. Либерман Н. Выявление и устранение проблем в нефтепереработке. Практическое руководство. Пер. с англ. под ред. Глаголевой О.Ф. С.-Петербург: ЦОП "Профессия", 2014. 528 с.
30. Стокилл Д. Энергоэффективность в перерабатывающей промышленности. Руководство пользователя по стабильной энергоэффективности // EMERSON. 2013. 52 с.
31. Герасимова И. // Neftegaz. RU. 2019. Т. 93. № 9. С. 16.
32. Хуторянский Ф.М., Алексеев О.В., Данченко Ю.В., Левченко Д.Н. // Химия и технология топлив и масел. 1988. № 10. С. 13.
33. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1982. 223 с.
34. Хуторянский Ф.М. Разработка и внедрение эффективных технологий подготовки нефти к переработке на электрообессоливающих установках (ЭЛОУ). Уфа: ГУП ИНХП РБ, 2013. 362 с.
35. Рогачев С.Г., Глаголева О.Ф. Новое в процессе вакуумной перегонки нефтяного сырья. Тематический обзор. М.: ОАО "ЦНИИТЭнефтехим", 1999. 56 с.
36. Абдурахмонов О.Р., Салимов З.С., Сайдахмедов Ш.М., Кобиров Х.Х. // Технологии нефти и газа. 2012. № 5. С. 8.
37. Kister H. Distillation Troubleshooting. 3rd ed., 1991. 660 p. ISBN-13 978-0-0471-46744-1 (Cloth); ISBN-10-471-46744-8 (Cloth) Distillation apparatus – Maintenance and repair. I. Title. TP159.D9K57 2005.
38. Кистер Г. Выявление и устранение проблем при перегонке в нефтепереработке и нефтехимии. Практическое руководство. Пер. с англ., под ред. Белокопя Н.Ю., Глаголевой О.Ф. С.-Петербург: ЦОП "Профессия", 2019. 784 с.
39. Евлахов С.К. // Трубопроводный транспорт нефти. 2003. № 6. С. 32.
40. Глаголева О.Ф., Рогачев С.Г. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2013. № 4. С. 10.
41. Глаголева О.Ф. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 6. С. 16.
42. Глаголева О.Ф., Капустин В.М. // Нефтехимия. 2018. Т. 58. № 1. С. 3.
43. Глаголева О.Ф., Однолько И.С., Пискунов И.В. // Мир нефтепродуктов. 2016. № 8. С. 21.
44. Stratiev D., Shishkova I., Nedelchev A., Kirillov et al. // Energy&Fuels. 2015. V. 12. № 29. November. P. 20. www.researchgate.net/publication/284217806
45. Garret, T., Christensen P., Vukovich W., Yeung T. // Digital Refining. 2016 PTQ Q2. P. 1. URL: www.digitalrefining.com/article/1001276.
46. Нагель Ю.А. // Мир нефтепродуктов. 2012. № 7. С. 19.
47. Григорьев А.Л., Десятов А.В., Корба О.И., Нагель Ю.А. // Мир нефтепродуктов. 2010. № 8. С. 16.
48. Дудкин Д.В., Кульков М.Г., Шестакова Е.Н., Якубенюк А.А., Новиков. А.А. // Химия и технология топлив и масел. 2012. № 4. С. 34.
49. Клокова Т.П., Глаголева О.Ф., Матвеева Н.К., Володин Ю.А. // Химия и технология топлив и масел. 1997. № 1. С. 20.
50. Мейерс Р.А. Основные процессы нефтепереработки. Справочник. Пер. с англ., под ред. Глаголевой О.Ф. и Лыкова О.П. С.-Петербург: ЦОП "Профессия", 2011. 944 с.
51. Канищев М.В., Мешалкин В.П., Ульев Л.М. // Территория нефтегаз. 2019. № 7–8. С. 80.
52. Мешалкин В.П., Товажнянский Л.Л., Ульев. // Теоретические основы химической технологии. 2012. Т. 46. № 5. С. 491.
53. Патент РФ № 1123292 А1. Заявка № 3429332. 1999, май.
54. Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Назарова Г.Ю. // Neftegaz. RU. 2019. № 9. С. 114.
55. Загоруйко А.Н., Зайнуллин Р.З. // Neftegaz. RU. 2019. № 9 [93]. С. 122.
56. Тимофеева Н.А., Капустин В.М., Реутова О.А., Демин А.М., Хаджиев С.Н. // Мир нефтепродуктов. 2018. № 4. С. 29.
57. Капустин В.М., Рудин М.Г. Химия и технология переработки нефти. М.: Химия, 2013, 278 с.
58. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. М.: Техника, 2001. 384 с.
59. Назарова Г.Ю., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Шафран Т.А., Сейтенова Г.Ж., Бурумбаева Г.Р. // Мир нефтепродуктов. 2018. № 8. С. 17.
60. Задегбейджи Р. Каталитический крекинг в псевдоожиженном слое катализатора. Справочник по эксплуатации, проектированию и оптимизации установок ККФ. Пер. с англ., под ред. Глаголевой О.Ф. С.-Петербург: ЦОП "Профессия", 2014. 384 с.
61. Miller R.B., Yong-Lin Yang, Gbordzoe E., Jonson D.L., Mallow T. and Exxon Mobil Research and Engineering. New Developments in FCC Feed Injection and Stripping Technologis. NPRA Annual Meeting, San Antonio. 2001. Tech. Mar. 26.
62. Дементьев К.И. Автореф. дис. ... к.х.н. Институт нефтехимического синтеза РАН. М., 2013. 27 с.
63. Капустин В.М. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 9. С. 48.
64. Зайдель П., Колесников И.М., Садыков А.Н. // Химия и технология топлив и масел. 1997. № 3. С. 38.
65. Camas E., Avery C., Mesu G. et al. // Digital Refinery. 2014. PTQ Q2. P. 1–3. URL: www.digitalrefining.com/article/1000959.
66. Караханов Э.А., Анисимов А.В., Егазьянц С.В., Кардашева Ю.С., Кардашев С.В. // Химическая технология. 2014. Т. 15. № 8. С. 472.

67. *Niccum P.R., Gilbert M.F., Tallman M.J., Santner C.R.* Futur Refinery – FCCs Rol in Refinery/Petrochemical Integration. NPRA Annual Meeting. New Orlean: La Mar, 2001. P. 18.
68. *Капустин В.М.* Нефтяные и альтернативные топлива с присадками и добавками. М.: КолосС, 2008. 232 с.
69. *Карпов С.А., Капустин В.М., Старков А.К.* Автомобильные топлива с биоэтанолам. М.: КолосС, 2007. 216 с.
70. *Graves D.C., Kranz K.E., Buckler D.M., Peterson J.R.* Alkylation Best Practices for the new Millennium. NPRA Annual Meeting in Baton Rouge, La, 2001.
71. *Гэри Дж.Х., Хэндверк Г.Е., Кайзер М.Дж.* Технологии и экономика нефтепереработки. Пер. с англ., под ред. Глаголевой О.Ф. С.-Петербург: ЦОП “Профессия”, 2013. 440 с.
72. *Ширязданов Р.Р., Смирнов В.К., Давлетшин А.Р., Теляшев Э.Г., Теляшев Р.Г.* // Мир нефтепродуктов. 2011. № 8. С. 13.
73. *Roeseler C.M., Black S.M., Shields D.J., Gosling C.D.* Improved Solid Catalyst Alkylation Technology for Clean Fuels. The Alkylen Process Npra San Antonio. USA. 2002.
74. *Сомов В.Е., Садчиков И.А., Шершун В.Г., Кореляков Л.В.* Стратегические приоритеты российских нефтеперерабатывающих предприятий. М: ЦНИИТЭнефтехим, 2002. 292 с.
75. *Соловьев И.В.* Ионно-жидкостное алкилирование. Новая эра старой технологии. Доклад на Конференция ЕРС. RRTC. М. 19 сент. 2019.
76. *Капустин В.М., Гуреев А.А.* Технология переработки нефти. Ч. 2. Физико-химические процессы. М.: Химия, 2015, 395 с.
77. *Касьянов А.А., Сухоруков А.М., Прокотюк С.Г.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 1998. № 4. С. 34.
78. *Канделаки Т.Л.* Материалы международного форума “Нефтекоккс 2020”. М., 2020. С. 7.
79. *Рябов В.С.* Нефтегазовый журнал ИнфоТЭК. 2017. № 2. С. 24.
80. *Глаголева О.Ф.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2004. № 1. С. 18.
81. *Капустин В.М., Глаголева О.Ф.* // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 1. С. 3.
82. *Глаголева О.Ф., Капустин В.М., Голубева И.А.* // Нефтепереработка и нефтехимия. 2019. № 9 С. 6.
83. *Хаджиев С.Н., Кадиев Х.М.* // The Chemical J. Russia. 2009. Сентябрь. С. 34.
84. *Хавкин В.А., Винокуров Б.В., Гуляева Л.А., Шмелькова О.И., Виноградова Н.Я.* // Мир нефтепродуктов. 2011. № 5. С. 3
85. *Анчита Дж., Снейт Дж.* Переработка тяжелых нефтей и нефтяных остатков. Гидрогенизационные процессы. Пер. с англ., под ред. Глаголевой О.Ф. С.-Петербург: ЦОП “Профессия”, 2012. 384 с.
86. *Анчита Дж.* Процессы и реакторы для переработки тяжелой нефти. Моделирование и применение. Пер. с англ., под ред. Глаголевой О.Ф. и Винокурова В.А. С.-Петербург: ЦОП “Профессия”, 2014. 673 с.
87. *Хаджиев С.Н., Кадиева М.Х., Кадиев Х.М., Зелкель Л.А.* // Патент РФ № 2608035. 2017. Патентообладатель ИНХС РАН. Оpubл. 12.01.2017. Бюл. № 10. 15 с.
88. *Кадиев Х.М.* Дис. ... д.х.н. М.: Институт нефтехимического синтеза РАН. 2018. 448 с.
89. *Furimsky, E.* // Oil & Gas Science and Technology. 1999. V. 44. P. 567.
90. *Гуляева Л.А., Виноградова Н.Я., Хавкин В.А., Хурамышин Р.Т., Горлов Е.Г., Битиев Г.В.* // Патент РФ № 2616607 С1. 2017. Заявитель и патентообладатель АО “ВНИИ НП”; заявка № 2016124634. 2016; опубл. 18.04.2017.