

УДК 665.6

Современные проблемы российской нефтепереработки и отдельные задачи ее развития

В. К. Дуплякин

ВАЛЕРИЙ КУЗЬМИЧ ДУПЛЯКИН — доктор химических наук, главный научный сотрудник Института проблем переработки углеводородов СО РАН. Область научных интересов: гетерогенный катализ, конструирование каталитических и сорбционных систем для процессов нефте- и газопереработки, промышленные катализаторы получения моторных топлив.

644040 Омск, ул. Нефтезаводская, 54, Институт проблем переработки углеводородов СО РАН,
тел./факс (3812)67-33-32, E-mail dvk@ihcp1.oscsbras.ru

Введение

Россия еще не вышла из начальной стадии освоения своих углеводородных ресурсов — такой фундаментальный вывод сделан учеными РАН [1] на основе анализа распределения ресурсов нефти и газа по степени их изученности и освоения. К настоящему времени накопленная добыча нефти и газа составляет 16%, детально разведанные запасы — 17%, перспективные и прогнозные ресурсы близки к 60%, так что есть веские основания считать, что сырьевая база российской нефтеперерабатывающей отрасли обеспечена на весь XXI век.

Между тем на мировых форумах регулярно обсуждается проблема исчерпания углеводородного сырья. По этому поводу уместно вспомнить сказанное в интервью Ахмедом Ямани (бывший министр нефти и ресурсов Саудовской Аравии), что конец каменного века наступил не потому, что не стало камней, аналогично, нефтяной век закончится не из-за того, что будут истощены нефтяные ресурсы. Об окончании века нефти можно говорить только в технологическом смысле с того момента, когда произойдет энергетическая революция и в широком масштабе будут использоваться неископаемые источники энергии (возобновляемые ресурсы, термоядерные реакции и др.).

Интеграция отечественной экономики в мировую систему привела к тому, что ситуация в нефтяной отрасли целиком определяется ценами на мировом рынке нефти. Однако другие мировые тенденции в нефтегазовом комплексе — увеличение глубины и эффективности переработки углеводородного сырья, повышение качества нефтепродуктов, развитие нефтехимии в целом — на Россию не распространяются. Положение России как поставщика сырых углеводородов и некондиционных нефтепродуктов, что требует интенсификации темпов и объемов добычи нефти, привело к накоплению спектра проблем в области недропользования, связанных с тем, что темпы изъятия запасов природного углеводородного сырья превышают темпы разведки новых ресурсов; коэффициент нефтеотдачи постоянно уменьшается (0,51 в

1960 г., 0,39 в 1990 г., 0,28 в 2001 г. [2]), что равнозначно потере многих десятков млн. т нефти; объемы утилизации попутных нефтяных газов застыли на отметке 70—74%, что эквивалентно факельному сжиганию 8—9 млрд. м³/год нефтехимического сырья. Газоперерабатывающие заводы мало загружены (в России на заводы поступает 8% добываемого газа, а в США — 86% [3]) и в целом газопереработка в России характеризуется как «упущенная отрасль»; перерабатывать нефть внутри страны оказывается эффективным только тогда, когда цена барреля нефти меньше 20 долл. [4].

Эти проблемы являются следствием хищнического подхода как к недрам, так и к добытым ресурсам, что приводит к прямой зависимости экономики страны от исключительно изменчивого нефтяного рынка, когда периоды низких и высоких цен непредсказуемо меняются. Как уже неоднократно подтверждалось историей нашей страны, при таком подходе невозможно решить главную экономическую задачу — получить больше доходов с каждой единицы добытых углеводородных ресурсов. Иначе говоря, стоит проблема: как наиболее эффективно использовать ресурсный потенциал для экономического роста страны.

Одна точка зрения на этот счет соответствует идеологии «нефтяной иглы» — нефть и газ следует использовать пока их запасы значимы. Согласно этой точке зрения, нужно форсированно наращивать добычу углеводородного сырья до максимальных пределов и большую долю его экспортировать, не обращая внимания на то, что это создает проблемы, в том числе в смежных областях. Складывается впечатление, что этой идеологии придерживается большинство нефтепромышленников, потому что она в общем и в целом соответствует реальному положению вещей.

Примером реализации такого подхода является нефтяной комплекс Казахстана, который в 2001 г. из 47,2 млн. т добытой нефти экспортировал 39,3 млн. т (83%). В то же время при наличии достаточных для внутреннего рынка мощностей по нефтепереработке Казахстан импортировал моторные топлива свыше 60% от объема потребления [5].

Другая идеология рассматривает нефтегазовые ресурсы в стране как ее преимущество перед другими странами, которое нужно сохранять на длительную перспективу. В соответствии с этой идеологией нефти и газа нужно добывать не сколько возможно, а сколько необходимо для стабильного экономического развития страны. Так поступает, например, Саудовская Аравия. По мнению многих специалистов, оптимум добычи при бережном отношении к недрам лежит в интервале 400—500 млн. т/год, который следует поддерживать на постоянном уровне вне зависимости от конъюнктуры переменчивых цен на нефть. Удельный вес экспорта в этом случае определяется емкостью внутреннего рынка и степенью развития отечественной перерабатывающей отрасли. В случае отсталой нефтепереработки вынужденный экспорт нефти и полуфабрикатов возрастает и, следовательно, в большей степени передаются импортерам все доходы от ее переработки, что, к сожалению, характерно для существующего положения дел в нашей стране.

Таким образом, не объемы добычи и вывоза сырьевых ресурсов, а технический уровень развития нефтепереработки и газохимии в стратегическом плане определяет соответствие нефтегазового комплекса национальным интересам страны. Россия — одна из немногих стран, где нет специального закона о нефти и газе. Поэтому предстоит пересмотр концептуальных основ законодательной политики в сфере топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

В качестве ключевого показателя стратегии развития нефтепереработки и нефтехимии следует принять законодательный контроль баланса экспорта и переработки, предусматривающий постепенную диверсификацию экспорта сырой нефти на экспорт продуктов нефтепереработки и нефтехимии с высокой добавленной стоимостью. Для реализации высокотехнологичной продукции российским производителям придется осваивать новые рынки сбыта, вступать в кооперацию с зарубежными распределительными сетями, как это начал делать ОАО «Газпром».

Показатели ежегодного роста мирового спроса на нефть — 1,6%, на моторные топлива — 2,4%, на продукты нефтехимии 4—5% [из доклада Международного агентства по энергетике «World Energy Outlook 2002», www.iea.org] свидетельствуют о наличии реального потенциала сбыта продуктов нефтепереработки высоких технологических переделов. По сути дела речь идет о глобализации нефтеперерабатывающей отрасли. Для России — это вызов, но вызов позитивный и им надо воспользоваться.

Такой путь реализации преимуществ страны в отношении рационального использования нефтегазовых ресурсов более предпочтителен с точки зрения оптимизации доходов компаний и государства на длительную перспективу. Он базируется на широкомасштабных инновациях и инвестициях, необходимых для коренной модернизации нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов, для развития внутреннего рынка, в том числе за счет мультипликативного эффекта создания смежных обрабатывающих отраслей (нефтегазовый комплекс, дающий широкий ассортимент продуктов с заданными свойствами, генерирует потребление и производство товаров в других отраслях экономики). Самое главное, что этот сценарий ис-

пользования нефтегазовых ресурсов обеспечивает высокие и долговременные темпы роста экономики страны, укрепляет ее стабильность и безопасность, что полностью отвечает национальным интересам.

Цель настоящей статьи состоит в том, чтобы на основе аналитического обзора современного состояния в сфере использования углеводородных ресурсов обосновать неотложную необходимость радикальной модернизации отечественных нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов, предусматривающей увеличение технологических переделов на базе каталитических технологий. В статье выделены основные проблемные вопросы в области разработки и организации производства промышленных катализаторов, состояния научных исследований и научно-технических разработок по технологиям нового поколения, а также проведена оценка роли обрабатывающих отраслей в сложившейся и перспективной структурах нефтегазового комплекса страны.

Характеристика российской нефтеперерабатывающей промышленности

Производственная база нефтепереработки России создана в период 1955—1986 гг. и представлена 25-ю действующими заводами на территории России с нормативной мощностью около 300 млн. т/год. Кроме того, на 67 небольших нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) перерабатывается 11,5 млн. т/год нефти и 8,2 млн. т/год газового конденсата на НПЗ ОАО «Газпром».

В период реформ в связи с резким падением объемов перерабатываемой нефти выводились из эксплуатации не только устаревшие установки по первичной перегонке нефти, но и мощности по производству продукции нефтехимического назначения (ароматические углеводороды, присадки и т.п.). При этом если производство моторных топлив сократилось в 2 раза, то продуктов нефтехимии в 7 раз. Более того, процесс приватизации нарушил технологические внутренние связи между прежде единым нефтеперерабатывающим и нефтехимическим комплексом. Почти повсеместный переход предприятий на схему процессинга (оказание услуг по переработке) лишил их средств на развитие и техническое перевооружение.

Оценка современного состояния российской нефтеперерабатывающей отрасли неоднократно проводилась научными, инженерными, экспертными группами, а также нефтяными компаниями, поэтому ограничимся обсуждением интегральных показателей состояния отрасли в сравнении с европейским и американским уровнями (табл. 1). Как видно из данных табл. 1, состояние российской нефтепереработки находится в «противофазе» с мировыми тенденциями рациональной переработки углеводородного сырья. Российские НПЗ имеют наивысшую в мире среднюю производительность — 11 млн. т/год. Основные мощности производств по переработке (почти 50%) сконцентрированы в бассейне Волги, а огромные по территории округа — Северо-Западный, Дальневосточный, Центральный, Южный — в этом отношении являются дефицитными. Нерациональное размещение предприятий обуславливает дальность перевозок нефтепродуктов до (2 тыс. км), тогда как в Европе и в

Таблица 1

Интегральные показатели нефтепереработки			
Показатель	РФ	Евросоюз	США
Средняя мощность НПЗ, млн. т/год	11,0	6,2	4,5
Загрузка мощностей, %	57—65	92—98	92—98
Коэффициент технологической сложности (индекс Нельсона)	3,8	7,2	9,5
Износ основных фондов, %	80	Нет данных	
Глубина переработки нефти, %	70	87	94
Конверсия тяжелых дистиллятов в светлые продукты, %	35—40	85	87
Конверсия нефтяных остатков, %	8—10	60	90
Выход светлых нефтепродуктов, %	52	60	79
Мощности каталитических процессов по отношению к первичной перегонке, %	48,5	106	138
в том числе			
углубляющих переработку нефти	10,5	21,7	40,5
повышающих качество продукции	38	84,3	97,5
Октановое число бензинового фонда (ОЧИ + ОЧМ)/2*	84	90	92
Содержание серы в дизельных топливах, ppm	2000	< 50	< 50
Соотношение производств моторных топлив и мазута	1,5	4,6	16
Выход сырья для нефтехимии, %	2,5-3,0	8,2	10,4

* ОЧИ + ОЧМ — значения октановых чисел по исследовательскому и моторному методам.

такой большой стране, как США, транспортное плечо составляет менее 100 км.

Средний возраст российских НПЗ так велик, а техническое перевооружение их осуществлялось многие десятилетия по остаточному принципу, что износ основных фондов находится у критической черты — 80% [6]. Срок службы значительной части оборудования превышает нормативный в 2—2,8 раза. Лишь 4—6% оборудования НПЗ и нефтехимических предприятий введено в эксплуатацию после 1990 г.

Среднеотраслевая загрузка мощностей после резкого экономического спада в 1990-х годах постепенно возросла до 60—65%, что, однако, ниже расчетного экономического уровня (85%). Избыток мощностей увеличивает и без того высокие издержки производства.

В период 1960—1975 гг. в развитых странах осваивались технологии углубленной переработки нефти, а в СССР в то время бурно наращивались объемы нефтедобычи и продукции прямой перегонки, так что глубина переработки сырья оставалась низкой. Экстенсивный этап закончился в 1987 г. и нефтепереработка вошла в фазу стагнации. Сложившаяся очень инерционная структура потребления нефтепродуктов оставалась неизменной, и поэтому отсутствовала мотивация для проведения серьезной технологической реконструкции нефтеперерабатывающей отрасли. Глубина переработки нефтяного сырья застыла на уровне 62—65% и только в течение последних 5—7 лет возросла до 70—71%. Но и это намного ниже, чем в развитых странах, и даже ниже среднемирового уровня (75—77%).

Таким образом, если Россия занимает четвертое место в мире по объему нефтепереработки, то по глубине переработки находится на 67 месте (из 122 стран). Причины такого положения хорошо известны и состоят в низкой доле деструктивных процессов в

технологической схеме НПЗ [7]. Для достижения уровня развитых стран по мощностям каталитических процессов, как углубляющих переработку, так и повышающих качество продукции, необходимо увеличить существующий в России уровень в 2,0—3,0 раза (см. табл. 1). При этом основные фонды НПЗ должны возрасти в 3,0—3,5 раза, что эквивалентно обновлению на 2/3 нефтеперерабатывающей отрасли, что требует инвестиций минимум в 35—38 млрд. долл. [8]. В этом случае обеспечивается достижение глубины переработки сырья на уровне 85% и соответствие качества моторных топлив международным стандартам и, что самое главное, вдвое увеличивается эффективность нефтепереработки в целом.

Тем не менее столь радикальная модернизация по коэффициенту технологической сложности (индексу Нельсона) не выводит предприятия из ряда так называемых «чистых» НПЗ. Среднеотраслевой коэффициент технологической сложности в настоящее время равен 3,84 [9]. Для лучшего российского НПЗ, обеспечивающего глубину переработки сырья на уровне 85%, в частности Омского завода, индекс Нельсона не превышает 3,43, а наибольшие индексы имеют предприятия с развитым нефтехимическим производством («Салаватнефтеоргсинтез» — 8,60, «Пермнефтеоргсинтез» — 7,06). Следовательно, достижения, касающиеся действительно рациональной переработки углеводородного сырья в высокоценные химические продукты и их стоимости, обеспечиваются глубокой интеграцией нефтепереработки и нефтехимии. Нарращивание объема нефтехимической продукции с 2,5—3,0% до 8—10% от объема перерабатываемой нефти в 2,0—2,5 раза повышает эффективность деятельности нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов. Как следует из данных табл. 1, этот путь является

общемировой тенденцией в развитии нефтегазового комплекса.

Противоположный ход событий в условиях экономических реформ в России, когда нефтепереработка и нефтехимия вышли из «зацепления», явно привел к неконкурентности отечественной нефтехимии в мировой среде, объем производства нефтехимической продукции в нашей стране упал в 7 раз. Российская экономика потерпела поражение там, где мировая экономика извлекает наибольшие доходы на единицу использованных ресурсов. Стремление российских нефтяных компаний получать максимальную текущую прибыль, не заботясь о длительной перспективе, передача импортерам нефти доходов от ее переработки являются основными показателями сложившегося положения в России в области использования углеводородных ресурсов.

Понимание проблем относительно снижения эффективности экономики страны в целом неоднократно демонстрировали Правительства СССР и РФ. Только за последние 10 лет появилось три основополагающих документа. Программа «Топливо и энергия», принятая в 1995 г. и рассчитанная на 15 лет, предусматривала увеличение глубины переработки нефти до 73—75% к 2002 г. Ввиду неудовлетворительного выполнения первого этапа (в эксплуатацию введено только восемь объектов из планируемых 38) в 2000 г. была принята новая программа «Энергоэффективная экономика». Промежуточный финиш (в 2005 г.) показал, что ее задания выполнены только на 51% [10], поэтому срок достижения 75%-ной глубины переработки углеводородного сырья был перенесен на 2010 г. В 2002 г. Правительством РФ утверждена «Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.», в которой инвестиции в нефтеперерабатывающую отрасль предусматриваются на уровне 10—12 млрд. долл. Контрольные цифры по инвестициям в нефтехимию вообще не обозначены.

В Энергетическую стратегию заложены самые общие основы государственной политики в области нефтегазового комплекса. Ее положения носят скорее декларативный характер, чем обязательный. Инвестиционная активность возложена на нефтяные компании. Отметим, что инвестиции в ТЭК в 2003 г. составили 18 млрд. долл. вместо необходимых по Энергетической стратегии 38—40 млрд. долл. Удельные инвестиции в нефтепереработку составили 170 руб./т, что достаточно только для поддержания существующего состояния, тогда как для проведения модернизации предприятий необходимо не менее 500 руб. на тонну перерабатываемой нефти [11].

С другой стороны, высокие мировые цены на нефть стали стимулом увеличения добычи, которая в 2005 г. выросла до 470 млн. т, т.е. до уровня, запланированного на 2010—2015 гг. по Энергетической стратегии [12], что свидетельствует об отсутствии не только единого центра управления, но и эффективной нормативно-правовой базы, гарантирующей выполнение государственных решений. Именно отсутствием в России действенного механизма, стимулирующего производство высококачественных нефтепродуктов, руководители нефтяных компаний обосновывают существующий технический уровень нефтепереработки [13].

Таким образом, следует признать, что отрасли нефтепереработки и газопереработки в России одни из самых отсталых в мире (хуже только в Африке), и они являются самым слабым звеном в структуре нефтегазового комплекса страны. Отечественные НПЗ в своем развитии отстали от мирового уровня на десятилетия. Их фактическое состояние есть следствие системного кризиса в техническом, экономическом и финансовом отношениях. Проявление кризиса выражается в следующих признаках: нефтепереработка избыточна, поскольку нормативная мощность в 2,5—3 раза превышает емкость внутреннего рынка, что влечет низкую загрузку НПЗ и рост затрат на переработку сырья; неконкурентна на мировом рынке по всем интегральным показателям и может предложить только полуфабрикаты; убыточна по сравнению с экспортом нефти, а при существующей глубине и качестве переработки нефти цена экспортной корзины нефтепродуктов, состоящая из 55% мазута, 30% сернистого дизельного топлива и 15% прямогонного бензина, ниже цены на внешнем рынке той же сырой нефти, из которой они произведены. Поэтому неудивительно, что крупные нефтяные компании тормозят развитие нефтепереработки, недофинансируют ее техническое перевооружение, так как наибольшие текущие доходы извлекаются из экспорта сырой нефти, даже в периоды низких ее цен.

Такое положение дел, когда частные интересы расходятся и преобладают над государственными и противоположны вектору мирового развития, недопустимо. Нефтепереработка — это важнейшая отрасль экономики страны, ее развитие относится к стратегическим задачам экономического роста государства, его национальной безопасности. Состояние нефтепереработки должно определяться не частными интересами нефтяных компаний, а законодательной базой и эффективным механизмом поощрения инноваций и инвестиций, способным переориентировать нефтяные компании с экспорта сырой нефти на ускоренное качественное развитие нефтепереработки. Пока еще не упущена возможность выйти на траекторию развития, соответствующую мировым тенденциям. К сожалению, Энергетическая стратегия России не придает нефтепереработке должного значения и не предусматривает тех направлений ее развития, которые необходимы для повышения эффективности деятельности всего нефтегазового комплекса страны.

Модернизация нефтеперерабатывающего комплекса

Направления модернизации отечественной нефтепереработки хорошо известны специалистам, они сформулированы во многих программах, включая федеральные. В последние годы отмечается вялотекущая модернизация отрасли, и лидерами в этом позитивном процессе являются нефтяные компании «Лукойл» и ТНК-ВР, в меньшей степени — другие нефтяные компании. С 65 до 70% увеличилась глубина переработки нефти, практически прекращен выпуск этилированных бензинов, стали производиться, хотя и в небольшом объеме, моторные топлива, удовлетворяющие требованиям международных стандартов. Однако темпы перемен настолько малы, что не меняют в целом негативного состояния нефтеперерабатывающей отрасли.

Суть модернизации состоит в увеличении масштабов и числа технологических переделов углеводородного сырья, что позволит реализовать действительно химическую переработку нефти. В этом случае стоимость товарной продукции по топливному направлению повышается в 1,5–2 раза, по нефтехимическому — в 3–5 раз, а в производстве изделий из нефтехимических материалов — от 15 до 25 раз. При этом неизбежный мультипликативный эффект приводит к увеличению связанного с углеводородными ресурсами ВВП в 7–10 раз [14], что намного превышает доходы от экспорта первичных энергоресурсов и возвращает в страну те выгоды, которые в настоящее время извлекают импортеры российского сырья. Столь масштабные народнохозяйственные эффекты свидетельствуют о том, что роль локомотива в макроструктурной перестройке экономики страны принадлежит ускоренному развитию нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

Основой такого развития являются два фактора. Первый фактор — это расширение внутреннего рынка высококачественных продуктов нефтепереработки, который в настоящее время характеризуется неприятием зательностью в отношении как ассортимента, так и качества продуктов. Тем не менее нарастающее использование в нашей стране иностранной автомобильной техники становится толчком развития производства качественных моторных топлив. Вторым фактором — радикальное изменение структуры экспорта таким образом, чтобы ассортимент и качество экспортируемых товаров удовлетворяли требованиям конечного потребителя-импортера. В этом случае повышается рентабельность нефтепереработки. Так, рентабельность НПЗ, включающего развитое нефтехимическое производство, в три раза выше, чем у «чистого» НПЗ в условиях нормальной рыночной экономики.

При росте ассортимента и качества нефтехимической продукции увеличиваются конкурентные преимущества страны-экспортера, так как чем выше технологический передел, тем меньше подвержены колебаниям цены на сырьевые ресурсы и, следовательно, меньшая зависимость экспортных доходов от мировой конъюнктуры, т.е. исчезает эффект «нефтяной иглы».

Возникает вопрос: почему же такие благоприятные для бизнеса изменения не происходят спонтанно в рыночной экономике нашей страны? Дело в том, что они относятся к категории «отложенного удовлетворения», которое достигается только мерами принуждения и мотивации. Поэтому вместо существующей законодательной базы, поощряющей экспорт сырьевых ресурсов, необходим пакет законодательных актов, мотивирующий их переработку. Мировой опыт показывает, что состояние нефтепереработки формируется не столько спросом, сколько законодательно установленными требованиями к ассортименту и качеству ее продукции.

В свете множества проблем, характерных для современного состояния отечественной перерабатывающей отрасли, выделим основные направления ее модернизации:

- разработка стратегии размещения НПЗ;
- повышение глубины переработки углеводородного сырья до мирового уровня и выше;

- производство экологически чистых моторных топлив;

- интеграция с нефтехимией и ее ускоренное развитие.

Эти направления гармонично увязаны между собой и не являются альтернативными или последовательными. Их реализация не отменяет, но тормозит развитие сырьевого компонента, и создает условия устойчивого развития экономики на длительную перспективу.

Стратегия размещения НПЗ включает два основных компонента. Первый — число НПЗ в стране надо практически удвоить, чтобы сократить дальность перевозок продуктов до конечного потребителя, исключить дефицитные по нефтепродуктам округа и избавиться от монополизма лидирующего в регионе завода. Для этого предусматривается строительство новых НПЗ мощностью до 6,0 млн. т/год с комбинированной производственной структурой, обеспечивающей эффективную переработку углеводородного сырья в отличие от действующих небольших НПЗ.

Второй компонент предусматривает расширение действующих и строительство новых ориентированных на экспорт продукции НПЗ мощностью не менее 30 млн. т/год каждый. Эти НПЗ планируется разместить на побережье Черного, Балтийского, Баренцева (Белого) морей и Тихого океана (о. Сахалин и на замыкании Восточно-Сибирского нефтепровода). Эти НПЗ должны обеспечивать безостаточную переработку нефти и иметь развитое нефтехимическое производство.

Выбор оптимальной глубины переработки нефти имеет принципиальное значение. Некоторые считают, что в перспективе глубина переработки нефти на российских НПЗ должна соответствовать среднемировому уровню, т.е. 75–80%. Но в то же время следует принять во внимание устойчивую мировую тенденцию снижения потребления мазута. Так, ожидается снижение объема экспорта мазута на европейский рынок с 18,2 млн. т/год в 2001 г. до 4,5 млн. т/год в 2020 г. [11]. С экономической точки зрения экспорт мазута неэффективен, поскольку он имеет меньшую ценность, чем сама нефть. При активной газификации регионов и расширении масштабов использования угля снижается и внутреннее потребление котельных топлив. Эти долговременные тенденции свидетельствуют в пользу схем безостаточной переработки нефти.

Эволюция увеличения глубины переработки нефти будет состоять из двух этапов. Сначала требуется вдвое увеличить конверсию тяжелых дистиллятов (вакуумного газойля) с 35–40 до 85%, что обеспечит глубину переработки нефти на уровне 75–85%. Эта задача решается путем наращивания мощностей традиционных процессов каталитического крекинга и гидрокрекинга. Соотношение мощностей этих производств определяется структурой потребления и качеством автобензинов (каталитический крекинг), реактивных и дизельных топлив (гидрокрекинг) на отечественном и европейском рынках.

Дальнейший рост глубины переработки нефти обеспечивается увеличением конверсии нефтяных остатков. При введении в технологическую линию НПЗ модифицированных процессов каталитического крекинга мазута и гидрокрекинга нефтяных остатков наряду с коксованием гудронов может быть достигнута безостаточная переработка нефти.

Особую сложность представляют многочисленные проблемы, связанные с производством экологически чистых моторных топлив. Решение их требует интегрированного подхода, включающего использование новейших технологий, перестройку системы производства и сбыта нефтепродуктов. Создание производства экологически чистых моторных топлив предполагает осуществление более дорогостоящей программы технического перевооружения, чем углубление переработки нефти. Для развитых стран достижение высокой экологической чистоты топлив является обязательным требованием развития нефтепереработки. Для России это скорее эволюционная задача, решение которой определяется законодательными актами на основе прогноза обновления автопарка. Правительство России наметило следующие сроки введения ужесточенных стандартов на автобензины (соответствующие евростандартам): Евро-2 — 2006 г., Евро-3 — 2008 г., Евро-4 — 2010 г., Евро-5 — 2014 г. Однако эти стандарты будут касаться топлива лишь для новых машин. Основные рынки сбыта экологически чистых топлив в России сегодня — это мегаполисы и густонаселенные районы страны, а также экспортные поставки.

Для производства дизельных топлив, удовлетворяющих жестким требованиям, установленным законами ряда стран, международный рынок предлагает новейшие каталитические технологии: различные модификации гидрокрекинга, сверхглубокую гидроочистку до остаточного содержания серы 10 ppm, разнообразные процессы гидропереработки (депарафинизация, гидроизомеризация, деароматизация топлив). Российские разработки этих технологий по завершенности и техническому уровню значительно отстают от предлагаемых рынком. Однако этот разрыв, по крайней мере по техническому уровню используемых катализаторов, может быть быстро ликвидирован, если государство и нефтяные компании примут участие в финансировании практической программы.

Для перехода на автобензины повышенной экологической чистоты необходимо реформировать весь бензиновый фонд страны, поскольку выпускаемые в настоящее время бензины характеризуются высоким содержанием риформатов и низкооктановых компо-

нентов (ароматических углеводородов ~43%, в том числе бензола 3—5%, серы 500—1000 ppm) и недостаточно высоким октановым числом (табл. 2). Соответственно, для создания качественного бензинового фонда необходимо определить пути снижения суммарного содержания ароматических углеводородов. Предусматривается снижение их содержания от 43% до 35% в 2014 г. и до 25% в 2020 г. при одновременном увеличении среднего октанового числа до 95 (по исследовательскому методу). Полагают, что единственным решением этой задачи является многократное увеличение содержания в бензинах высоковетвистых парафиновых углеводородов. Для этого в рамках традиционного дорогостоящего подхода необходимо существенно пересмотреть структуру действующих НПЗ с тем, чтобы изыскать возможности многократного увеличения мощностей процессов скелетной изомеризации легких бензиновых фракций (получение изопентана и диметилбутанов) и алкилирования (получение триметилпентанов) с одновременным наращиванием мощностей по производству оксигенатов. Такой путь реализуется в последние годы на ряде крупнейших НПЗ России: в Омске, Рязани, Ярославле, Киришах. Таким образом, цель реформирования состава автобензинов заключается в достижении умеренного содержания ароматических углеводородов (25—35%), остальное — изопарафины.

Наряду с этим представляет интерес подход, предусматривающий увеличение в составе бензинов алкилциклопентановых углеводородов, имеющих высокое октановое число и отвечающих требованиям экологической чистоты. Привлекательность этого подхода состоит в том, что в рамках традиционного риформинга бензиновых фракций при соответствующем подборе условий и катализаторов можно получить компонент автобензина с высоким октановым числом (95 по исследовательскому методу), содержащий до 25% алкилциклопентанов, с ограничением содержания ароматических углеводородов на уровне 45—50% вместо 65% (масс.). В этом случае серьезно меняются направления химических превращений углеводородов сырья: от глубокой ароматизации углеводородов всех классов (цель традиционного риформинга) переход к

Таблица 2

Состав бензинов российского производства (выпуск 2005 г. и проект на 2010 г.) и бензинов Евросоюза (стандарты Евро-4 и Евро-5)

Содержание компонентов, %(масс.)	Россия		Евросоюз
	2005 г.	2010 г.	
Бутаны	5	3,5	3,5
Бензин риформинга	52	42	27—35
Бензин каталитического крекинга	18	25	25—30
Алкилат (алкилбензин)	1,5	5,0	8—16
Изомеризат	2,0	5,0	7—11
Низкооктановые компоненты	21,5	7,0	3—4
Оксигенаты	2,0	4,0	8—10
Суммарное содержание ароматических соединений	43	38,5	Не более 35% (Евро-4) Не более 25% (Евро-5)
Среднее октановое число (по исследовательскому методу)	90,2	93	95

ограниченному получению ароматических углеводородов, в основном из нафтенатов, а целевыми реакциями становятся C_5 -дегидроциклизация и скелетная изомеризация парафинов. Выполненные в Институте проблем переработки углеводородов СО РАН (ИППУ СО РАН) исследования подтверждают, что при реализации такого подхода в бензиновом фонде можно сохранить высокие объемы продуктов каталитического риформинга, что позволяет существенно сократить затраты на строительство новых установок изомеризации и алкилирования в случае производства автобензинов по стандартам Евро-4 и Евро-5.

Состояние российской нефтехимии и подход к развитию ее производственной базы

Нефтехимию можно назвать вершиной процесса переработки нефти. Интегральная стоимость ее продукции и изделий в 8—9 раз превышает стоимость нефти.

Сложившееся положение в российской нефтехимии значительно серьезнее, чем в нефтепереработке. Эта отрасль в структуре всего нефтегазового комплекса угнетена в наибольшей степени. Основной причиной, как было указано выше, является разрушение интеграции нефтепереработки и нефтехимии. Большие затраты сырья, энергоресурсов, низкая производительность труда, устаревшие технологии, изношенность оборудования — основные причины технологической отсталости отрасли.

В то же время в мировой экономике нефтехимия является одной из наиболее динамично развивающихся отраслей. Темпы ее роста в два и более раз превышает темпы роста ВВП. Несмотря на рост цен на углеводородное сырье, мировая нефтехимия продолжает оставаться высокоприбыльной и привлекательной для инвесторов. Ежегодный объем продаж нефтепродуктов составляет около 2 трлн. долл. (третье место после рынка продуктов питания и автомобилестроения) [14].

Магистральным направлением развития мировой нефтехимии является интеграция (как горизонтальная, так и вертикальная), которая выражается в создании многопрофильных структур, сквозных технологических линий, в обеспечении полной загрузки мощностей и в других формах консолидации бизнеса. Как известно, российская нефтехимия двигалась в направлении, противоположном мировым тенденциям. Исключением является Татарстан, который в результате создания особых региональных экономических условий реализует четкую программу глубокой переработки нефти и развития нефтехимических производств [15, 16].

Российская нефтехимия никак не выйдет из дезорганизованного состояния 1990-х годов, несмотря на большие усилия и успехи акционерной компании «Сибур» по консолидации и вертикальному интегрированию нефтехимического бизнеса. При огромных углеводородных ресурсах (этансодержащий природный газ, попутные нефтяные газы, ШФЛУ — широкая фракция легких углеводородов, газовый конденсат, нефтезаводские газы НПЗ) сохраняется низкий уровень производства нефтехимического сырья (этилена, пропилена, ароматических углеводородов и др.). В результате производственная база нефтехимии загружена не более, чем на 55%. Почти половина произве-

денной продукции экспортируется в виде полуфабрикатов при душевом потреблении полимеров в России на порядок ниже, чем в развитых странах. Существующий дисбаланс между производством и переработкой полимеров вынуждает импортировать готовые изделия, в том числе полученные из российских полуфабрикатов.

Выход из негативного положения российской нефтехимии видится в создании привлекательных условий, включая процессы интеграции, для инноваций и инвестиций, способствующих обновлению технологической производственной базы нефтехимической отрасли, и в строительстве новых производств переработки нефтехимической продукции для обеспечения внутреннего рынка и импортозамещения.

Из всех российских нефтяных компаний только «Лукойл» демонстрирует процесс дальнейшей интеграции в сторону самого глубокого передела углеводородного сырья. Однако низкая емкость российского рынка и малая эффективность экспорта являются главными сдерживающими факторами развития отечественной нефтехимии. Маловероятно, что масштабную и дорогостоящую программу по модернизации и техническому перевооружению нефтехимической отрасли способны выполнить действующие субъекты рынка, если она не станет государственным приоритетом, как это намечалось в конце 80-х годов прошлого столетия (Тюменские нефтехимические комплексы).

На современном этапе для реализации программы развития производственной базы нефтехимии наибольший интерес представляют пограничные между нефтепереработкой и нефтехимией технологии, основанные на использовании новых поколений каталитических систем. В первую очередь речь идет о технологиях, обеспечивающих производство как компонентов высокооктановых бензинов, так и базового сырья для нефтехимии (олефинов, ароматических углеводородов, сырья для получения технического углерода). К таким технологиям относятся процессы глубокого каталитического крекинга, комплексы по производству ароматических углеводородов, в том числе из сжиженных углеводородных газов, каталитический пиролиз [17]. Эти процессы наиболее привлекательны с точки зрения интеграции нефтепереработки и нефтехимии, они создают сырьевую базу для развития и повышают эффективность базовых процессов основного органического синтеза и производства полимеров.

Задачи в области создания катализаторов

Самые современные перерабатывающие предприятия нефтегазового комплекса без использования катализаторов не способны выпускать продукцию с высокой добавленной стоимостью. В этом состоит ключевая роль и стратегическое значение катализаторов в современной мировой экономике.

Катализаторы принадлежат к высокотехнологичным изделиям, с которыми связывают научно-технический прогресс в базовых отраслях экономики любой страны. С использованием каталитических технологий в России производится 15% валового национального продукта, в развитых странах — не менее 30% [18]. Расширение масштабов применения макротехнологии «Каталитические технологии» является мировой тенденцией технологического прогресса.

С высоким предназначением катализаторов резко контрастирует пренебрежительное отношение российского бизнеса и государства к их разработке и производству. В продукции, при создании которой использовались катализаторы, их доля в себестоимости составляет менее 0,5%, что было интерпретировано не как показатель высокой эффективности, а как мало значимая отрасль, не приносящая большого дохода.

Переход страны к рыночной экономике, сопровождавшийся сознательной утратой государством контроля в области разработки, производства и применения катализаторов, что было очевидной ошибкой, обусловил катастрофический спад и деградацию отечественной катализаторной подотрасли.

Российский бизнес сделал выбор в пользу применения импортных катализаторов. Возникла прежде не существовавшая зависимость от импорта катализаторов в нефтепереработке — 75%, нефтехимии — 60%, химической промышленности — 50%, уровень которой превышает критический с точки зрения суверенитета (способности функционировать без импортных закупок) перерабатывающих отраслей экономики страны. Этот факт наглядно иллюстрируют данные табл. 3 [19]. По масштабу зависимость нефтехимической отрасли России от импорта катализаторов можно квалифицировать как «каталитический наркотик».

Возникает вопрос: насколько объективна эта тенденция, отражает ли она естественный процесс глобализации или является экспансией мировых лидеров в области производства катализаторов? Критерием объективности может быть низкий технический уровень отечественных катализаторов либо их высокая цена. Однако, как показали результаты выполнения Институтом катализа СО РАН и ИППУ СО РАН инновационного проекта «Разработка нового поколения катализаторов для производства моторных топлив», отечественные промышленные катализаторы крекинга марки Люкс и риформинга ПР-71, эксплуатируемые на установках нефтяных компаний «Газпромнефть» и ТНК-ВР, не только не уступают, но по ряду параметров показывают преимущества по сравнению с лучшими образцами ведущих национальных компаний мира [20, 21] при существенно меньшей стоимости. Меньшая эффективность отечественных промышленных катализаторов отмечается для процессов гидропереработки нефтяного сырья, что в ряде случаев оправдывает их импорт.

Из-за отсутствия в течение длительного времени

динамики существенной модернизации катализаторной подотрасли сложилась ситуация, когда производства катализаторов перешли в пограничную область (с преобладанием оценок полного ее исчезновения) либо, в лучшем случае, были поглощены иностранными фирмами. Однако, как показывает опыт (упомянутый выше инновационный проект), даже незначительная поддержка государства позволяет реализовать имеющийся научно-технический и инженерно-технологический потенциал для создания конкурентоспособных промышленных катализаторов и противостоять давлению мировых лидеров в этой области. С другой стороны, это показывает губительность положения, при котором производство катализаторов оказывается непрофильной и мало доходной областью деятельности крупных нефтяных компаний. И только понимание исключительной важности катализаторов для экономики страны в состоянии радикально изменить угнетенное положение катализаторной промышленности. При наличии в нашей стране профессиональных инженерно-технологических кадров и производственного потенциала государственная поддержка и комплекс организационных мер позволят стимулировать востребованность отечественных каталитических технологий, поднять производство катализаторов, так необходимых для модернизации нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов, что в свою очередь обеспечит рост эффективности использования углеводородных ресурсов.

Ниже рассмотрены задачи, которые представляются актуальными для разработки новых каталитических систем для важнейших процессов нефтепереработки.

Катализаторы крекинга

Характерной чертой процесса крекинга является высокая гибкость технологии, что обусловило создание широкого ассортимента катализаторов различного назначения.

На этапе развития каталитического крекинга диспетриального сырья наиболее важной задачей было создание катализаторов, обеспечивающих максимальный выход компонентов автобензинов. Многолетняя работа в этом направлении проводилась ИППУ СО РАН в сотрудничестве с нефтяной компанией «Сибнефть» (в настоящее время «Газпромнефть»). В результате был разработан и налажен выпуск промышленных катализаторов крекинга (последняя серия «Люкс»), которые по химическому строению и технологии производства

Таблица 3

Спрос на катализаторы базовых процессов нефтепереработки в мире и в России [19]

Процесс	Спрос в мире (2002 г.)		Потребление РФ		
	млн. долл.	тыс. т/год	млн. долл.	тыс. т/год	в том числе импорт, %
Гидроочистка	853	97	7,9	0,9	45
Каталитический крекинг (лифт-реактор)	730	470	31,7	7,2	80
Гидрокрекинг	108	8	1,4	0,2	100
Риформинг					
стационарный слой	131	6	5,5	0,25	60
с непрерывной регенерацией	—	—	—	—	100
В с е г о	1822	581	46,5	8,55	75

принципиально отличаются от зарубежных каталитических композиций. По ряду эксплуатационных характеристик, а именно по выходу крекинг-бензина (56% масс.) и селективности его образования (83%) эти катализаторы превосходят импортируемые образцы.

В настоящее время в ИППУ СО РАН завершены научно-исследовательские работы по созданию каталитических систем, обеспечивающих выход бензина до 60–62% при селективности на уровне 85–90%. Дальнейший прогресс в этом направлении связан с повышением октанового числа крекинг-бензина с 91 до 94 (по исследовательском методу) без значительной потери выхода продукта, а также со снижением содержания серы в бензине.

Последующий этап развития каталитического крекинга в отечественной нефтехимической промышленности, предусматривающий использование нефтяных остатков (мазута) в качестве сырья, потребует каталитических систем, обладающих высокой металлостойкостью. Под этим параметром понимают степень накопления катализатором металлов (Ni и V, которые в структуре порфиринов содержатся в углеводородном сырье) без ухудшения его эксплуатационных характеристик. В настоящее время содержание металлов в работающем катализаторе достигает 15000 ppm. Предлагаются подходы к нейтрализации дезактивирующего действия Ni и V за счет связывания этих металлов в слоистых структурах матрицы катализатора, что позволит превзойти достигнутый уровень металлоемкости катализаторов.

Нефтехимический вариант каталитического крекинга, технология которого получила название «глубокий каталитический крекинг» [17], является ярким примером процесса интеграции нефтепереработки и нефтехимии. По этой технологии целевым продуктом являются легкие олефины C₂–C₄, выход которых достигает 45–48% (масс.). Каталитические композиции для данного процесса должны отличаться повышенной активностью, что предполагает включение в состав катализаторов нетрадиционных для крекинга цеолитов и высококислотных компонентов нецеолитной структуры. Соответствующие исследования по разработке современного поколения катализаторов глубокого крекинга ведутся в ИППУ СО РАН.

Эволюционное развитие научных основ приготовления катализаторов в направлении химического конструирования каталитических композиций как наноконпозиционных материалов является основным направлением деятельности ИППУ СО РАН в области совершенствования и создания новых катализаторов.

Катализаторы риформинга

Каталитические системы на основе композиции Pt+Sn+Cl/Al₂O₃ и технологии процесса риформинга с непрерывной регенерацией катализатора обеспечивают очень высокую глубину ароматизации углеводородного сырья, которая приближается к термодинамически равновесной. Совершенствование промышленных катализаторов риформинга в последние десятилетия осуществляется по пути оптимизации физико-химических свойств и модификации химического состава носителя — оксида алюминия, преимущественно γ -модификации, а также путем модернизации технологий его производства. Лучшие носители катализаторов — однородно-пористые системы, в которых

доля пор размером 2,0–6,0 нм составляет не менее 90% при общем удельном объеме пор 0,6–0,65 см³/г. Важно обеспечить высокую стабильность удельной поверхности носителя, на уровне 200–250 м²/г, чтобы она мало изменялась при окислительной регенерации катализатора. Это связано с тем, что от удельной поверхности носителя зависит его способность удерживать хлор, содержание которого в катализаторе в условиях риформинга необходимо поддерживать на уровне 0,9–1,0% (масс.).

Работы по совершенствованию катализатора и технологии его приготовления обычно базируются на модели активной поверхности [22], но зачастую исследователи руководствуются огромным экспериментальным промышленным опытом, накопленным более чем за 50 лет эксплуатации процесса, считая с перехода на установки платформинга. Новые разработки направлены на дальнейшее повышение показателей по селективности процесса ароматизации парафиновых углеводородов (до 60%) и продолжительности первого реакционного цикла (не менее двух лет).

Высокая стабильность работы катализатора становится главным преимуществом на рынке катализаторов риформинга. Показатель стабильности определяется продолжительностью межремонтных пробегов установок риформинга, который увеличивался по мере совершенствования технологического оборудования за последние 20 лет с 6 месяцев до 2 лет и имеет тенденцию к дальнейшему росту. К настоящему времени научные основы оценки фактической стабильности катализатора еще не разработаны. Можно экспериментально определить с помощью различных критериев только относительную стабильность. Корректность такой оценки с точки зрения ее объективности для прогноза длительности работы катализатора в промышленных условиях вызывает дискуссию.

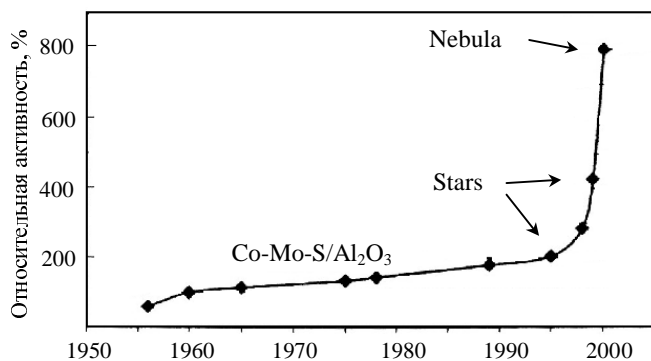
Отечественные промышленные катализаторы серий ПР, REF, RU по эксплуатационным характеристикам не уступают зарубежным аналогам. Тем не менее увеличение их стабильности остается актуальной технической задачей.

Катализаторы гидропереработки

Под гидропереработкой нефтепродуктов понимают целое семейство процессов химических превращений присутствующих в нефтяных фракциях и остатках S-, O-, N-содержащих соединений, полициклических ароматических структур, порфиринов и асфальтенов и др. Это гидроочистка, гидрокрекинг и гидродепарафинизация, гидродеароматизация, гидроизомеризация, гидродеметаллизация. Обычно все эти превращения совмещаются в едином реакторном блоке.

Процессы гидропереработки отличаются очень высокой производительностью. Их интегральная мощность достигла уровня 2,3 млрд. т/год [7] и составляет почти 60% от объема продуктов переработки нефти в мировой экономике. Производство катализаторов гидропереработки 100 тыс. т/год, номенклатура их насчитывает более 100 марок. Таким образом, удельный расход катализаторов гидропереработки в среднем составляет 40–45 г/т сырья.

Прогресс в создании новых катализаторов гидрообессеривания в России менее значителен, чем в развитых странах, где работы в этом направлении были стимулированы законодательными нормами содержа-



Развитие катализаторов гидроочистки за 50 лет [25]

ния серы во всех видах топлива. Так, по европейским стандартам лимитируемое содержание серы в дизельном топливе в 40–200 раз меньше, чем по российским стандартам. Примечательно, что столь существенный прогресс достигнут в рамках одной и той же каталитической композиции Ni-(Co)-Mo-S/Al₂O₃, которая используется в процессах гидроочистки более 50 лет.

Реализация каталитического потенциала этой системы происходила эволюционно, по мере развития исследований структуры активных центров на молекулярном уровне и наноуровне [23], раскрытия механизма химических превращений гетероатомных соединений [24] и оптимизации условий и технологии приготовления катализаторов, обеспечивающих наибольший выход активных структур при одном и том же химическом составе катализатора. Именно в последнем компоненте проявилась отсталость российских промышленных катализаторов гидропереработки, которые по эксплуатационным характеристикам соответствуют мировому уровню начала 90-х годов прошлого века.

В начале XXI века на основе обобщения данных о работоспособности промышленных катализаторов было сделано заключение [25], что потенциал активности нанесенных систем практически исчерпан. Однако недавно были разработаны принципиально новые технологии производства композиций Ni-(Co)-Mo-S, не содержащих носителей, основанные на синтезе наноструктур методом смешения (технологии Stars и Nebula). Активность катализаторов удалось увеличить в несколько раз (см. рисунок). Развитие этого подхода представляется перспективным для создания новых поколений катализаторов гидроочистки, обеспечивающих высокую (близкую к 100%) конверсию гетероатомных соединений с удалением серы вплоть до следовых количеств.

Катализаторы изомеризации

Процессы скелетной изомеризации парафиновых углеводородов нефти имеют давнюю историю, и прежде всего они рассматривались как нефтехимические методы получения изобутана и изопентана с использованием в качестве катализатора хлорированного оксида алюминия — процессы «Бутамер» и «Пенекс». В последнее время, в связи с реформированием бензинового фонда, на первое место вышел процесс изомеризации легких бензиновых фракций, состоящих из углеводородов C₅ и C₆, с целью превращения их в

изопентан и диметилбутаны, имеющие высокие октановые числа.

Из множества изученных каталитических систем предпочтение отдается платиносодержащему (0,3–0,4%) сульфатированному диоксиду циркония. Сильные кислотные (как протонодонорные, так и электроноакцепторные) свойства позволяют осуществить целевые реакции в термодинамически благоприятной области температур (150–170 °C). В этих условиях даже в области высоких конверсий *n*-гексан селективно изомеризуется в диметилбутаны, выход которых за один пробег установки достигает 35–40% (масс.).

С переходом процесса скелетной изомеризации углеводородов из малотоннажного в базовый производственные мощности этого процесса в мировой экономике активно наращиваются. Мировым тенденциям следует и российская нефтепереработка, в основном реконструируя устаревшие установки риформинга под процесс изомеризации. Специалистами НПП «Нефтехим» разработан отечественный вариант промышленного катализатора марки СИ-2, который по техническому уровню не уступает зарубежным аналогам и уже используется на ряде НПЗ. Относительно развития работ по созданию новых, более эффективных катализаторов изомеризации можно сказать следующее.

В связи с тем, что механизм процессов скелетной изомеризации описывается различными схемами (сдвига связи, циклической, бимолекулярной), но детально еще не изучены постадийные превращения углеводорода, составляющие каталитический цикл. Конструирование катализатора основывается в большей степени не на синтезе активных структур в соответствии с механизмом процесса, а на эмпирическом подходе. Перспективно создание альтернативных хлорированному оксиду алюминия катализаторов, работающих при температурах 80–100 °C, которые смогут обеспечить выход диметилбутанов из *n*-гексана на уровне 50% и выше. Остается еще нерешенной проблемой селективная изомеризация *n*-гептана и *n*-октана в высоковетвленные изомеры. Особый интерес представляет создание каталитических композиций, реализующих синхронный (концертный) механизм скелетной изомеризации.

Катализаторы алкилирования

Алкилирование изобутана бутиленами — традиционный промышленный процесс нефтепереработки, который обнаружился на этапе развития каталитического крекинга как шлейфовый процесс.

В течение 70 лет процесс каталитического алкилирования проводился с использованием жидких кислот (H₂SO₄ и HF), и более 50 лет предпринимаются попытки заменить жидкие кислоты на твердые (табл. 4), особенно активно в последние два десятилетия. Выполнен большой объем исследовательских работ с использованием различных форм и типов цеолитов, импрегнированных жидкими кислотами, гетерополи-кислотами, а также анион-модифицированными оксидами и, прежде всего, сульфатированным диоксидом циркония как суперкислотой.

Непреодолимым на сегодняшний день препятствием для промышленной реализации катализаторов алкилирования остается низкая стабильность твердокислотных композиций. Причинами быстрой дезактива-

Таблица 4

Твердые катализаторы алкилирования

Период*	Каталитические системы	Характеристика
1950—1970	AlCl ₃ , BF ₃ , SbF ₃ на носителях	Нетехнологичны
1970—1980	Различные формы цеолитов X, Y; ионообменные смолы	Неселективны и малостабильны
1980—1990	Ультростабильный цеолит Y, ионные жидкости	Неселективны и малостабильны
1990—2005	Цеолиты β, ZSM, ультростабильный Y, гетерополикислоты, SO ₄ ²⁻ /ZrO ₂ , SO ₄ ²⁻ /ZrO ₂ /SiO ₂ , CF ₃ HSO ₃ на силикатных носителях, Nafion**/ SiO ₂	Высокая активность и селективность, недостаточная стабильность

* Период разработки каталитических систем и попыток практического использования некоторых из них.

** Фирменное название сульфатированного фторуглеродного полимера.

ции таких катализаторов являются в 100 раз меньше число активных центров в 1 моль катализатора, чем в серной кислоте; быстрая блокировка активных центров ненасыщенными олигомерами, образующимися в результате конкурирующей реакции олигомеризации; блокировка пористой структуры катализатора олигомерами.

Установлено, что для селективного алкилирования изобутана бутиленами необходим узкий диапазон силы кислотных центров, соответствующий полосе поглощения адсорбированного СО в интервале 1998—2002 см⁻¹ [26]. Незначительное уменьшение их силы под действием реакционной среды радикально меняет направление превращений с алкилирования изобутана на олигомеризацию бутиленов.

Рассматривается два подхода к созданию промышленных версий катализаторов алкилирования как вполне реальные. Первый направлен на решение следующих задач: увеличение числа активных центров — не менее 2 · 10⁻³ моль/г; достижение высокой степени регенерации — не менее десятков тысяч раз за срок службы катализатора.

При этом подходе стабильность работы катализатора не является ключевой проблемой. Инженерное оформление технологии процесса предусматривает регулирование продолжительности реакционного цикла, параметром регулирования является кратность циркуляции катализатора между реактором и регенератором. На этих принципах фирмой UOP разработан процесс Alkylene, предлагаемый для промышленной коммерциализации.

Для реализации второго подхода необходимо решить следующие задачи: увеличить время жизни единичного активного центра; совместить в одном реакторе процессы алкилирования и селективного гидрирования ненасыщенных олигомеров.

Можно полагать, что решению первой задачи способствует сопряжение процессов превращения интермедиатов на кислотных и основных центрах, что обычно достигается, если эти центры находятся достаточно близко друг от друга и их взаимное расположение фиксировано на расстояниях, равных молекулярным размерам. Химическое конструирование каталитической системы, в соответствии с этими представлениями, основывается на синтезе кислотно-основных пар определенной силы в качестве активного компонента. При использовании такого катализатора появ-

ляется возможность организовать последовательность химических превращений реагентов по синхронному механизму.

Вторая задача играет важную, но вспомогательную роль. Совмещение процессов алкилирования и гидрирования ненасыщенных олигомеров препятствует химическому закреплению ненасыщенных структур на поверхности катализатора. В результате создаются условия для экстракции их жидкой реакционной средой, что минимизирует эффекты блокировки активных центров и пор катализатора. Основная проблема здесь состоит в подборе селективного гидрирующего компонента катализатора, уменьшающего степень ненасыщенности продуктов олигомеризации, но не активного в гидрировании двойной связи в бутиленах.

Несмотря на некоторые успехи в реализации второго подхода, достигнутый уровень стабильности катализатора еще недостаточен для промышленного его применения. Отметим, что в мировой нефтепереработке до сих пор еще не введены промышленные мощности алкилирования на твердых катализаторах. Но можно ожидать, что прогресс в разработке катализатора и инженерном оформлении технологии процесса достигнет уровня начала коммерциализации твердокислотного алкилирования в ближайшей перспективе.

Заключение

Анализ всей технологической цепочки в нефтегазовом комплексе приводит к выводу, что нефтепереработка и нефтехимия являются фактически самым слабым звеном в промышленности, а потенциально они способны решить главную экономическую задачу — извлечь максимальную выгоду от природных богатств, превратив их в конкурентные преимущества страны. Эта задача может быть решена при условии приоритетного развития макротехнологии «Каталитические технологии». Российский нефтегазовый бизнес сделал выбор в пользу зарубежных катализаторов и технологий, что подрывает суверенитет обрабатывающих отраслей, показывает неготовность его к роли заказчика макротехнологий, консервирует технологическую отсталость, потому что политика закупок не сокращает дистанцию отставания, а толкает на пройденный развитыми странами традиционный путь развития, т.е. в прошлое. К сожалению, еще не пришло осознание того, что без катализаторов отечественного производства экономика страны не может быть самодостаточной.

Ежегодно Россия безвозвратно теряет многие десятки млн. тонн нефти из-за низкой глубины переработки и снижения коэффициента нефтеотдачи. Если «Энергетическую стратегию России на период до 2020 г.» по рекомендации авторов [27] следует воспринимать, прежде всего, как идеологию, то, судя по принятым приоритетам и принципам, она несет глубокий отпечаток прошлого. Ослабление сильной зависимости российской экономики от конъюнктуры мировых цен на нефть и газ вообще не ставится в качестве приоритета. Чтобы исправить такое положение, инвестиции в нефтепереработку и нефтехимию должны быть в несколько раз больше планируемых. Это обеспечит суверенность базовых отраслей экономики, сдмпфирует колебания мировых цен на продукты высоких технологических переделов, приведет к развитию мультипликативного эффекта, и в конечном итоге возвратит в страну доходы, которые в настоящее время извлекают импортеры нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лаверов Н.П. Энергетика России, проблемы и перспективы. Тр. научной сессии РАН. М.: Наука, 2006, с. 21–29.
2. Боксерман А.А. Нефтяное хозяйство, 2004, № 10.
3. Виноградова О. Нефтегазовая вертикаль, 2003, №1, с. 28–30.
4. Яковлев А.А. Нефтепереработка и нефтехимия, 2003, № 2, с. 3–12.
5. Смирнов С. Нефтегазовая вертикаль, 2003, № 4, с. 92–95.
6. Оганесян С.А. В сб.: Федеральный справочник «Топливо-энергетический комплекс России». Центр стратегических программ. М., 2006, с. 33–47.
7. Nakamura D.N. Oil and Gas, 2004, v. 102, № 47, p. 46–53.
8. Сомов В.Е., Злотников Л.Е. Нефтепереработка и нефтехимия, 2003, № 1, с. 5–8.
9. Гайдук И. Нефтегазовая вертикаль, 2002, № 5, с. 105–107.
10. Рябов В.А. Мировая энергетика, 2006, № 1 (25).
11. Дуношукина Р.Е. Нефтепереработка и нефтехимия, 2002, № 10, с. 42–52.
12. Канторович А.Э., Добрецов Н.Л., Лаверов Н.П. и др. Вестн. РАН, 1999, № 9.
13. Алекперов В. Нефть России, 2002, № 9, с. 6–13.
14. Гайдук И. Нефтегазовая вертикаль, 2001, № 17, с. 32–34.
15. Нефть и капитал, 2002, № 1, с. 58–62.
16. Павлов Б.П. Федеральный справочник ТЭК России. Центр стратегических программ. М., 2006, с. 351–356.
17. Дхариа Д., Ленч Ч., Ким Х., Мак-Кью Д., Чэпин Л. Нефтегазовые технологии, 2004, № 5, с. 64–70.
18. Борисова Л.В., Бубнова А.Г. Перспективы роста рынка катализаторов нефтепереработки. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2003.
19. Sihu R.P. Oil and Gas, 2004, v. 102, № 116, p. 58.
20. Горденко В.И., Гурьевских С.Ю., Доронин В.П. и др. Нефтепереработка и нефтехимия, 2005, № 8, с. 20–22.
21. Белый А.С. Кинетика и катализ, 2005, т. 46, № 5, с. 728–736.
22. Белый А.С., Смоликов М.Д., Кирьянов Д.И. и др. Катализ в промышленности, 2003, № 6, с. 3–12.
23. Topsøe H., Clausen B.S., Massoth F.E. Hydrotreating Catalysis, Science and technology. Berlin: Springer-Verlag, 1996.
24. Старцев А.Н., Захаров И.И. Успехи химии, 2003, т. 72, № 6, с. 579–601.
25. Appl. Catal. A: General, 2003, v.248, p. 1–7.
26. Paukshis E.A., Duplyakin V.K., Finevich V.P., Lavrenov A.V., Kirillov V.L., Kuznetsova L.I., Likhobolov V.A., Balzhinimaev B.S. Proc. 12th Int. Congr. on Catalysis, Granada, Spain, July 9–14, 2000. Eds. A. Corma, F.V. Melo, S. Mendioroz, J.L.G. Fierro, Elsevier. 2000, V. 130C, p. 2543–2548.
27. Бушуев В.В. В сб.: Федеральный справочник «Топливо-энергетический комплекс», Центр стратегических программ. М., 2006, с. 117.

ABSTRACTS

Institute of Hydrocarbons Processing of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences: Achievements of basic and applied science for solution of aspects of hydrocarbons chemical transformation V.A.Likhobolov Ross. Khim. Zhurn. (Zhurn. Ross. Khim. ob-va im. D.I.Mendeleeva), 2007, v. LI, № 4.

The paper is devoted to presentation of Institute of Hydrocarbons Processing SB RAS, which is founded in 2003 and is the youngest among the chemical institutes of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences. The presented information is emphasized on achievements of the institute both in fundamentals and in applied fields. Perspectives in developments of novadays and actual hydrocarbons processing technologies and carbon materials for future are also analyzed.

Actual problems of Russian oil processing and some aims of its development. V.K.Duplyakin Ross. Khim. Zhurn. (Zhurn. Ross. Khim. ob-va im. D.I.Mendeleeva), 2007, v. LI, № 4.

The paper emphasizes that from the strategic point of view deep processing of limited volume of derived hydrocarbon resources instead of raising of output volumes will provide the greatest profitability gas-and-oil branch. Whereas the primitive treatment stimulates the increase of

raw hydrocarbons exports, cause damage to Russian economics and does not meet the national strategic interests.

Urgent problems of development of basis processes of Russian oil-refining industry connected with the development and using of catalytic technologies, first of all for high-quality engine fuels production, are analyzed. Key role and strategic importance of catalysts in the world economics and also the efficiency of Russian scientific-technical and engineering potential in the development of new generations of industrial catalysts with the government support is grounded.

Chemical design of cracking catalysts. V.P.Doronin, T.P.Sorokina Ross. Khim. Zhurn. (Zhurn. Ross. Khim. ob-va im. D.I.Mendeleeva), 2007, v. LI, № 4.

The historical review of enhancement of catalysts of oil hydrocarbons cracking including the problems of modification of zeolites component and chemical and phase matrix composition of catalyst is cited. The role of matrix components for effective cracking catalysts formation is discussed. The mechanism of formation of active centers and derived porous structure of zeolites component of catalyst at its ultrastabilization by water steam at high temperatures is considered. The data about the developed by IHP SB RAS catalytic systems for oil hydrocarbons cracking are presented.