

О ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ И РАЗВИТИИ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ В РОССИИ (обзор)

© О. В. Жданев¹, В. В. Корнев^{1*}, А. С. Рубцов²

¹ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России,
129085, г. Москва, пр. Мира д. 105, стр. 1

² Министерство энергетики Российской Федерации,
107996, ГСП-6, г. Москва, ул. Щепкина, д. 42

* E-mail: Korenev@rosenergo.gov.ru

Поступила в Редакцию 27 июля 2020 г.

После доработки 27 июля 2020 г.

Принята к публикации 30 июля 2020 г.

В Российской Федерации до 2035 г. запланирован ввод более 50 установок вторичной переработки нефти общей стоимостью более 1.5 трлн рублей, для которых понадобится более 120 реакторов, 90 печей, 150 ректификационных колонн. До 70% оборудования для этих установок может быть произведено на российских заводах, в том числе и за счет использования конструкторских и производственных мощностей предприятий оборонно-промышленного комплекса, в том числе на предприятиях ГК «Ростех», ГК «Роскосмос», АО «Алмаз-Антей» и т. д. На основании проведенных исследований рынка определена доля иностранных технологий, в том числе технологий производства присадок и катализаторов, в отечественной нефтеперерабатывающей индустрии. В качестве приоритетных определены технологии, связанные с получением продукции с высокой маржинальностью и наилучшими экологическими характеристиками. Обосновано предложение о внедрении по аналогии с военной приемкой механизма государственной приемки создаваемых объектов переработки нефти, который бы позволил обеспечить соблюдение выполнения требований технических заданий при полном или частичном финансировании разработок государством.

Ключевые слова: переработка нефти; технологическая независимость; катализаторы; технологическое партнерство

DOI: 10.31857/S0044461820090029

Введение

В среднесрочной перспективе до 2030–2035 гг. перед нефтеперерабатывающей отраслью России стоит задача завершения модернизации нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) с целью увеличения глубины переработки нефти и выхода светлых нефтепродуктов, повышения их качества при максимальном использовании отечественных технологий и оборудования. Предусматривается ввод более 50 установок

вторичной переработки нефти и достижение технологического уровня НПЗ наиболее промышленно развитых стран.

Задачи Российской Федерации в части развития индустрии нефтепереработки ориентированы на высокотехнологичное интенсивное развитие современных процессов глубокой переработки нефтяного сырья, способных обеспечить национальную энергетическую безопасность, повысить обеспеченность современными топливами высших экологиче-

ских классов и непрерывность процессов производства [1].

Среди наиболее значимых проблем отечественной нефтепереработки можно выделить износ основных фондов нефтеперерабатывающих заводов, достигающий 80% [2], недостаточно высокую обеспеченность отечественными катализаторами процессов нефтепереработки (до 50% катализаторов каталитического крекинга и практически полностью все катализаторы гидроочистки дизельного топлива, вакуумного газойля и гидрокрекинга на данный момент закупаются у зарубежных поставщиков [3]).

Большое внимание уделяется автоматизации существующих и вводимых в строй установок, по данному направлению российские предприятия зачастую опережают зарубежные [4]. Однако доля отечественного программного обеспечения в отрасли нефтепереработки не превышает 5–10%. Порой для покупки отечественного решения заказчик требует подтверждения эксплуатации на других предприятиях, которое невозможно получить без самого внедрения.

Дополнительным негативным фактором, оказывающим воздействие на состояние дел в нефтепереработке, является ухудшение качества сырой нефти [5, 6]. Общая «сернистость» нефти в России ежегодно растет с 2007 г. на 0.01%, увеличилась доля добываемой нефти с осложненными реологическими характеристиками и аномальными качественными параметрами (нефти Ванкорского месторождения, Западная Сибирь), объем добычи которых достиг 21 млн тонн (с содержанием серы 0.15% при аномально высоком значении плотности — $876 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}$ [6]).

Еще одним негативным фактором является межстрановая и межпродуктовая конкуренция на рынках сбыта, интенсивное развитие мирового рынка субститутов традиционных моторных топлив за счет внедрения технологических инноваций может привести к уменьшению доли моторных топлив в структуре потребления энергоресурсов.

Цель работы — анализ мероприятий, которые необходимо реализовать на отечественных нефтеперерабатывающих предприятиях для развития технологий нефтепереработки по наиболее перспективным направлениям и перестройки системы взаимоотношений между производителями оборудования, разработчиками технологий, сервисными компаниями и нефтеперерабатывающими заводами, а также для выработки наиболее подходящих отечественным предприятиям нефтепереработки методов финансирования и развития проектов модернизации.

Методологическая часть

В 2018–2019 гг. Министерством энергетики Российской Федерации в инициативном порядке было проведено анкетирование нефтеперерабатывающих предприятий России с целью сбора данных по ряду показателей.

— Наименование продукции, технологии, услуг (с указанием кодов ОКВЭД в соответствии с ОК 034-2014 (КПЕС 2008), которые структурированы в рамках двух- или трехуровневой иерархии. Иерархия могла быть построена по отраслевому принципу, технологическим процессам, областям применения, категориям заказчиков и т. п. Например, установка вакуумной перегонки классифицировалась по принципу технологического процесса, а депрессорно-диспергирующая присадка к дизельным топливам — по области применения.

— Доля отечественной продукции в потреблении или технологий в применении.

— Емкость рынка (внутреннее потребление, натуральный показатель, оценочная стоимость и др.).

— Наименование зарубежных производителей.

— Наименование альтернативных зарубежных производителей.

— Наименование отечественных производителей (производящих или способных освоить производство конкурентоспособной продукции или технологических процессов).

— Возможности импортозамещения.

— Оценка приоритета.

— Обоснование критичности (высокая доля импорта, высокая доля технологической зависимости, критичность с точки зрения национальной безопасности, влияния на развитие других отраслей и экономики в целом и т. п.).

— Обоснование возможности/невозможности импортозамещения.

Полученные от компаний данные в части объемов потребляемой продукции верифицировались по тендерной документации на электронных торговых площадках компаний. Потребность в оборудовании рассчитывалась на основании программ по модернизации НПЗ, заявленных нефтяными компаниями в четырехсторонних Соглашениях между нефтяными компаниями, Федеральной антимонопольной службой, Ростехнадзором и Росстандартом.

Обсуждение результатов

Международные и российские направления развития нефтепереработки. В настоящее время в мире насчитывается более 800 НПЗ. Их число про-

должает расти (для сравнения в 2000 г. было 784 НПЗ). Бум строительства НПЗ в Европе пришелся на 1960–1970-е годы, однако мировой энергетический кризис 1970-х годов не только снизил прибыльность переработки нефти, но и обусловил постепенный переход Европы на природный газ в структуре топливно-энергетического баланса (в связи с этим только в 1973–1989 гг. потребление мазута в регионе уменьшилось в 2 раза).* США и Европа начали увеличивать мощности вторичной переработки и производство светлых нефтепродуктов и закрывать неэффективные мощности первичной переработки (табл. 1). Конкуренция НПЗ обуславливала невысокую операционную маржинальность даже для заводов Европы, имеющих установки крекинга. Для НПЗ с простой конфигурацией и вовсе была характерна отрицательная доходность. Рост потребления светлых нефтепродуктов в Европе и США до настоящего времени (исключая послекризисные годы) был обеспечен приростом мощностей глубокой переработки и модернизацией в отрасли.

В Европе наблюдается тенденция к снижению количества НПЗ (в 2000–2016 гг. — с 148 до 115), а в странах Азиатско-Тихоокеанского региона, наоборот, к росту (с 229 до 277).** Если для периода 1995–2000 гг. был характерен стремительный общемировой рост количества НПЗ ввиду активного ввода в эксплуатацию новых мощностей в странах Азии и Ближнего Востока, то в 2001–2016 гг. этот рост замедлился.

В последние 15 лет динамика нефтеперерабатывающих мощностей в мире была положительной даже в условиях глобального кризиса и резкого снижения цен на нефть в 2014 г. В 2004–2016 гг. прирост мощностей в мире составил 14.6%, что во многом обусловлено ростом мощностей в крупных развивающихся странах (в Китае и Индии за указанный период 66.6 и 60.9% соответственно) [7], в традиционных центрах переработки (России и США) наблюдался более умеренный рост мощностей.

Основными технологическими направлениями в нефтепереработке являются следующие.

— Максимизация глубины переработки НПЗ за счет отказа от производства или максимального снижения производства мазута, что достигается путем внедрения новых углубляющих процессов: замедленного коксования, гидроконверсии тяжелых остатков

и отчасти висбрекинга, каталитического крекинга и гидрокрекинга.

— Интеграция с нефтехимическими производствами, при этом продукция НПЗ используется в дальнейших цепочках переработки нефтехимических заводов.

— Управление рисками глобального перепроизводства нефтепродуктов, в том числе с помощью интегрированных решений автоматизации производства, календарного планирования и управления цепями поставок. Реализация данных мер достигается внедрением новых систем планирования производства, оптимизацией цепочек поставок, что можно достичь посредством повсеместного внедрения элементов Индустрии 4.0 [8]: киберфизических систем, систем управления и аналитики, автоматизации и роботизации.

— Консолидация отрасли и вертикальная интеграция за счет снижения маржинальности производства нефтепродуктов. В ситуации падения маржинальности нефтепереработки и низкой скорости внедрения технологий, кардинально увеличивающих прибыльность предприятий нефтепереработки в условиях свободного рынка, конкурентоспособными остаются крупные игроки данного сегмента. Наблюдается тенденция прироста единичных нефтеперерабатывающих мощностей. Стремление к повышению эффективности стимулирует переход к более высокому уровню мощностей, и можно ожидать, что уже в обозримой перспективе многие небольшие НПЗ (заводы) столкнутся с падением прибыли и, как следствие, невозможностью компенсировать значительные затраты, необходимые для высокотехнологичной модернизации.

С 2008 г. в Европе объем нефтепереработки снизился на 3 млн барр. в сутки. Для преодоления кризиса в отрасли Европа нуждается в дополнительном снижении объемов переработки нефти в размере 1–1.5 млн барр. в сутки. Однако и этого недостаточно для роста загрузки НПЗ до докризисного уровня. Прогнозы подтверждают, что имеющегося объема существующих мощностей нефтепереработки достаточно для удовлетворения мировых потребностей в нефтепродуктах даже до 2035 года.*

Процессы нефтепереработки являются ресурсозатратными. Снижение стоимости нефтепродуктов достигается прежде всего минимизацией операционных затрат при производстве топлив, увеличением межремонтных интервалов с выводом на техническое обслуживание отдельных узлов установок нефтепереработки «по состоянию», т. е. не в момент, когда это предусмотрено регламентом, а в срок, когда тому или иному узлу действительно требуется техническое обслуживание или ремонт.

* BP Statistical Review of World Energy 2017. UK, June 2017. P. 22–23.

** World Oil and Gas Review 2017. V. 1. World Oil Review. Rome, Italy, 2017. P. 70–71.

Таблица 1

Распределение вторичных процессов переработки нефти по отношению к мощностям первичной переработки нефти в ведущих странах мира*

Процесс	Доля вторичных процессов, %					
	РФ	США	Китай	Япония	Индия	Германия
Термические процессы	10.4	15.2	4.2	2.6	5.3	17.2
Каталитический крекинг	8.3	29.4	11.1	19.8	10.5	15.5
Гидрокрекинг	4.9	11.7	5.1	1.9	3.5	8.8
Деструктивные процессы, всего	23.6	56.3	20.4	24.3	19.3	41.5
Каталитический риформинг	8.3	16.5	4.4	14.0	1.0	16.8
Гидроочистка	23.7	78.1	15.8	83.8	3.9	81.7
Алкилирование	0.7	5.6	0.3	1.2	1.6	1.3
Изомеризация	2.6	3.1	0.2	0.4	0.0	3.5
Сумма основных вторичных процессов	58.8	159.7	41.1	123.7	25.8	144.8

Главная задача на период до 2035 г. — это повышение качества топлива, что непосредственно связано с новыми экологическими требованиями и межтопливной конкуренцией. Так, например, классические виды топлив начинают соперничать на рынке с газомоторным топливом, которое по ряду экологических показателей превосходит традиционное нефтяное [9]. Также ведутся разработки автомобилей, работающих на водородном топливе [10]. Использование водорода не только обеспечивает существенное снижение выбросов загрязняющих веществ, но и рассматривается как одно из основных направлений декарбонизации. Поэтому в нефтепереработке основные усилия направлены на поиск новых технологических решений, позволяющих повысить экологический класс топлив, снизить вредные выбросы в атмосферу (CO_2 менее 130, NO_x не более 0.08 г на 1 км пути).** Общее снижение экологической нагрузки также может быть достигнуто за счет существенного повышения эффективности переработки нефти и прежде всего глубины переработки (в идеале — до 100%, в настоящий момент в России этот показатель немного превышает 80% [11]).

Технологическое развитие в нефтепереработке Российской Федерации

Общий объем переработанной нефти на газоперерабатывающих заводах и мини-НПЗ России составил в 2019 г. 285 млн тонн в год. Средний объем переработанной нефти на одном НПЗ в 2019 г. составил 3.6, максимальный — 20.5 млн тонн. Средний объем переработки нефти на одном российском НПЗ ниже

уровня объема переработки НПЗ Германии в 2.3 раза, США в 2.1 раза, Китая в 2.9 раза, Японии в 2.4 раза и Индии в 2.9 раза. Средняя эквивалентная мощность в расчете на один завод в России равна 20.6. Это ниже, чем в США — 104.6, в странах ЕС — 68.9 и среднемировой — 58.4 (рис. 1).

По мощностям первичной переработки нефти Россия занимает третье место в мире после США и Китая, однако по доле вторичных и деструктивных процессов значительно отстает от ведущих стран мира (табл. 1), что обусловлено недостатком в схемах российских НПЗ деструктивных процессов, углубляющих переработку мазута. В период до 2035 г. в российской нефтеперерабатывающей отрасли предполагается 15%-ный рост первичной переработки нефти (с ~285 134 до ~333 000 тыс. тонн) и прогнозируется увеличение числа установок для вторичных процессов переработки нефти.***

— Значительный рост доли процесса гидрокрекинга с ~18 170 до ~35 220 тыс. тонн, что увеличит производство дизельного топлива и авиационного керосина.

— Рост доли гидроочистки с ~72 050 до ~102 171 тыс. тонн, что обуславливается возрастающими экологическими требованиями к топливам.

— Рост доли замедленного коксования с ~11 338 до ~16 943 тыс. тонн, что позволит не только значительно увеличить глубину переработки нефти, но и обеспечить металлургию коксом для производства электродов. Перспективным также представляется использование полученного кокса в цементной промышленности.

* Данные Energy Information Administration.

** Собственное исследование Дирекции технологий в ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России.

*** Переработка нефти с газовым конденсатом // ТЭК России: Журнал центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса. 2020. № 1. С. 69–70.

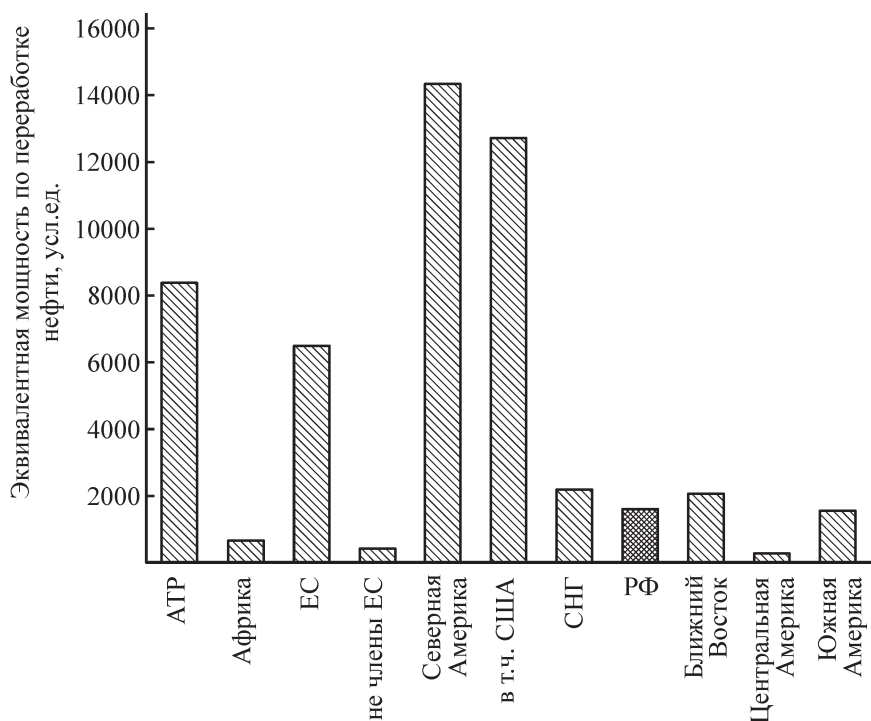


Рис. 1. Эквивалентная мощность по переработке нефти (Equivalent distillation capacity, EDC*) по регионам мира.

— Рост доли процесса изомеризации с ~8074 до ~10 200 тыс. тонн. Увеличение процесса изомеризации связано с увеличением спроса на высокооктановые компоненты бензина.

— Рост доли процесса каталитического крекинга с ~22 750 до ~26 100 тыс. тонн. Увеличение процесса каталитического крекинга связано с увеличением потребности в высокооктановых компонентах бензина.

— Увеличение доли процесса каталитического риформинга с ~21 050 до ~24 000 тыс. тонн. Рост связан с увеличением потребности в высокооктановых компонентах бензина.

— Незначительно вырастет производство высокооктановых компонентов бензина по технологии алкилирования с ~1960 до 2090 тыс. тонн. Несмотря на то что в процессе алкилирования получают высокооктановые компоненты бензина с минимальной разницей октановых чисел по моторному и исследовательскому методам, технология достаточно сложна в реализации и экономически не всегда целесообразна.

— Производство метил-трет-бутилового эфира вырастет с ~520 до ~630 тыс. тонн. Увеличение связано с необходимостью увеличения производства высокооктановых компонентов бензинов.

— Производство нефтебитума не изменится и составит ~6800 тыс. тонн. Вероятно, данный факт

связан с отсутствием планов по увеличению строительства автомобильных дорог или с прогнозируемой оптимизацией использования битумов при их строительстве.

— Производство серы возрастет с ~984 до ~2450 тыс. тонн. Увеличение связано с ужесточением требований по содержанию серы в топливах.

Что касается технологической зависимости от импортных технологий, она наименьшая в области самых простых процессов: первичная переработка, висбрекинг, деасфальтизация и т. д. Современные технологии нефтепереработки, например гидрокрекинг, гидроочистка вакуумного газойля, риформинг с движущимся слоем катализатора и т. д., в результате которых получают продукты с наибольшей маржинальностью и наивысшими экологическими характеристиками, в России находятся на ранних стадиях разработки (уровень технологической готовности не выше б) и вряд ли будут реализованы в промышленности в ближайшие пять-десять лет без существенно-го роста инвестиций в НИОКР и опытные установки. В условиях предстоящей модернизации заводов нефтяным компаниям и разработчикам рекомендуется обратить внимание на развитие именно этих технологий в Российской Федерации.

Был оценен масштаб и градации емкости рынка (рис. 2). Полученные результаты являются субъективными и основываются на анализе отечественных и международных тенденций в нефтепереработке.

* EDC = Индекс Нельсона · мощность по первичной переработке нефти.

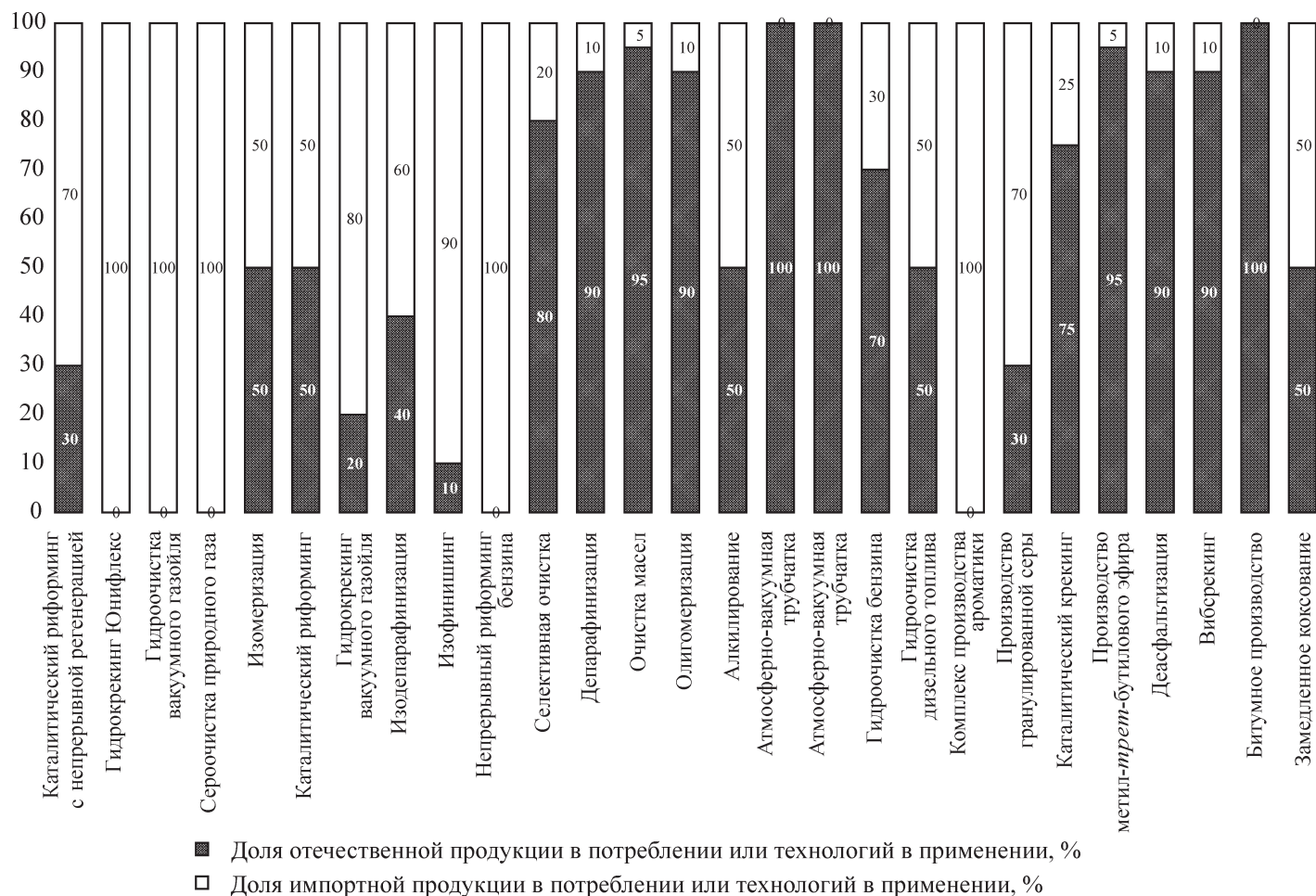


Рис. 2. Импортозависимость технологических процессов нефтеперерабатывающих заводов в Российской Федерации.

Наибольшая емкость рынка с высоким потенциалом импортозамещения имеется практически у всех вторичных процессов (табл. 2), что и позволяет говорить о работе в этой области как об одном из приоритетов.

Потенциал для разработки отечественных импортозамещающих технологий представляется высоким. При этом для улучшения технико-экономического обоснования проектов целесообразно повышать экс-

Таблица 2
Масштаб рынка технологических процессов

Незначительная емкость рынка	Емкий внутренний рынок, высокий потенциал импортозамещения	Емкий внутренний рынок, существует экспортный потенциал для отечественных технологий
Каталитический риформинг с непрерывной регенерацией катализатора, алкилирование	Гидрокрекинг Юнифлекс, гидроочистка вакуумного газойля, изомеризация, каталитический риформинг, гидрокрекинг вакуумного газойля, изодепарафинизация, изофинишинг, селективная очистка, депарафинизация, очистка масел, олигомеризация, атмосферно-вакуумная трубчатка, абсорбционно-газофракционирующая установка, гидроочистка бензина и дизельного топлива, производство ароматики, производство гранулированной серы, каталитический крекинг, получение метил-трет-бутилового эфира, деасфальтизация, висбрекинг, битумное производство, замедленное коксование	Сероочистка природного газа, непрерывный риформинг бензина

портный потенциал и иметь возможность провести полноценную сертификацию в соответствии с международными стандартами.

В 2018–2019 гг. Министерством энергетики Российской Федерации совместно с Дирекцией технологий в ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России была проведена исследовательская работа по планируемому в 2020–2030 гг. вводу установок вторичной переработки нефти. Был проведен расчет необходимого оборудования для строительства данных установок (табл. 3).

В Российской Федерации планируется закупить для НПЗ большое количество высокотехнологичной продукции для вновь вводимых установок вторичной переработки нефти, что может стимулировать разработки и в этой области.

По нашим расчетам, с введением новых установок также увеличится потребление катализаторов. На рис. 3 представлен прогноз роста потребления наиболее крупнотоннажных катализаторов.

В части зависимости от импорта катализаторов для процессов нефтепереработки наблюдаются следующие закономерности (рис. 4): несмотря на то что существует отечественная технология гидроочистки бензина, в России сохраняется существенная зависи-

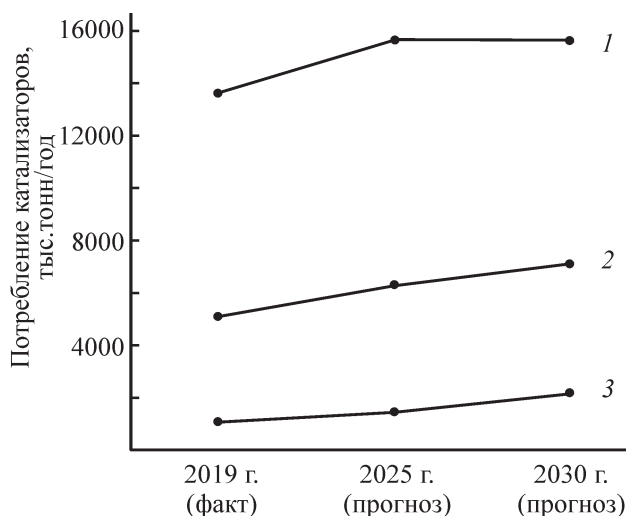


Рис. 3. Прогноз потребления катализаторов в процессах каталитического крекинга (1), гидроочистки (2), гидрокрекинга (3).

мость от иностранных поставщиков катализаторов; разработана отечественная технология каталитического риформинга, но зависимость в части катализаторов риформинга для процесса с неподвижным слоем — 68%, с движущимся слоем — 100%, оксида алюминия для производства катализаторов — 100%;

Таблица 3

Прогноз ввода установок на отечественных нефтеперерабатывающих заводах в 2020–2030 гг.

Процесс	Число установок, шт	Суммарная мощность, тыс. тонн/год	Основное технологическое оборудование,* шт		
			реактор	печь	ректификационная колонна
Изомеризация	6	2125	18	12	24
Каталитический риформинг	6	2955	18	12	24
Алкилирование	1	130	1	0	3
Производство метил-трет-бутилового эфира	3	152	3	0	9
Каталитический крекинг	3	3345	6	3	9
Гидроочистка бензина каталитического крекинга	5	4099	5	5	5
Гидрокрекинг	7	17050	21	14	7
Гидроочистка дизельного топлива	11	24572	22	22	44
Комплекс глубокой переработки нефтяных остатков	1	3400	4	4	6
Замедленное коксование	5	5605	20	10	15
Гидроочистка тяжелого газойля	1	850	2	2	3
Комбинированная установка по гидроочистке бензиновых и дизельных фракций	1	600	4	4	6
Комбинированная установка по производству автомобильного бензина	1	2200	4	4	6
Итого:			128	92	158

* Максимальное прогнозируемое количество, не учтены трубопроводы, абсорберы/десорберы, компрессоры, сепараторы, теплообменники, внутренние устройства колонн и т. д.

отработана российская технология гидрокрекинга вакуумного газойля и гидроочистки бензина, но зависимость от катализаторов гидрокрекинга и гидроочистки на данный момент практически 100% и полная зависимость по цеолитам для этих катализаторов.

В целом, несмотря на то что во многих процессах нефтепереработки используются импортные катализаторы, отечественные разработки находятся на высоком уровне и могут быть использованы на самых современных заводах. Обеспеченность отечественными разработками в области катализаторов нефтепереработки следующая: существует надежное обеспечение: катализаторы крекинга, катализаторы риформинга для процесса с неподвижным слоем, катализаторы изомеризации бензиновых фракций на основе ZrO_2 , Al_2O_3 , цеолиты для катализаторов

нефтепереработки типа Y и ZSM-5; имеется зависимость от импорта: катализаторы риформинга для процесса с движущимся слоем (необходима разработка шарикового носителя), катализаторы гидроочистки (бензина, керосина, дизельного топлива, вакуумного газойля), катализаторы гидрокрекинга, катализаторы производства зимних (арктических) топлив и масел, катализаторы производства водорода (риформинг метана, конверсия оксида углерода, сорбенты выделения водорода), особо чистый Al_2O_3 , цеолиты [ZSM-11(12) BETA; ZSM-23, SAPO-41] [12].

Дальнейшее развитие индустрии нефтепереработки в России основано на развитии процесса гидрокрекинга, что вполне объяснимо с точки зрения большой маржинальности производимых в результате этого процесса дизельного топлива и авиационного

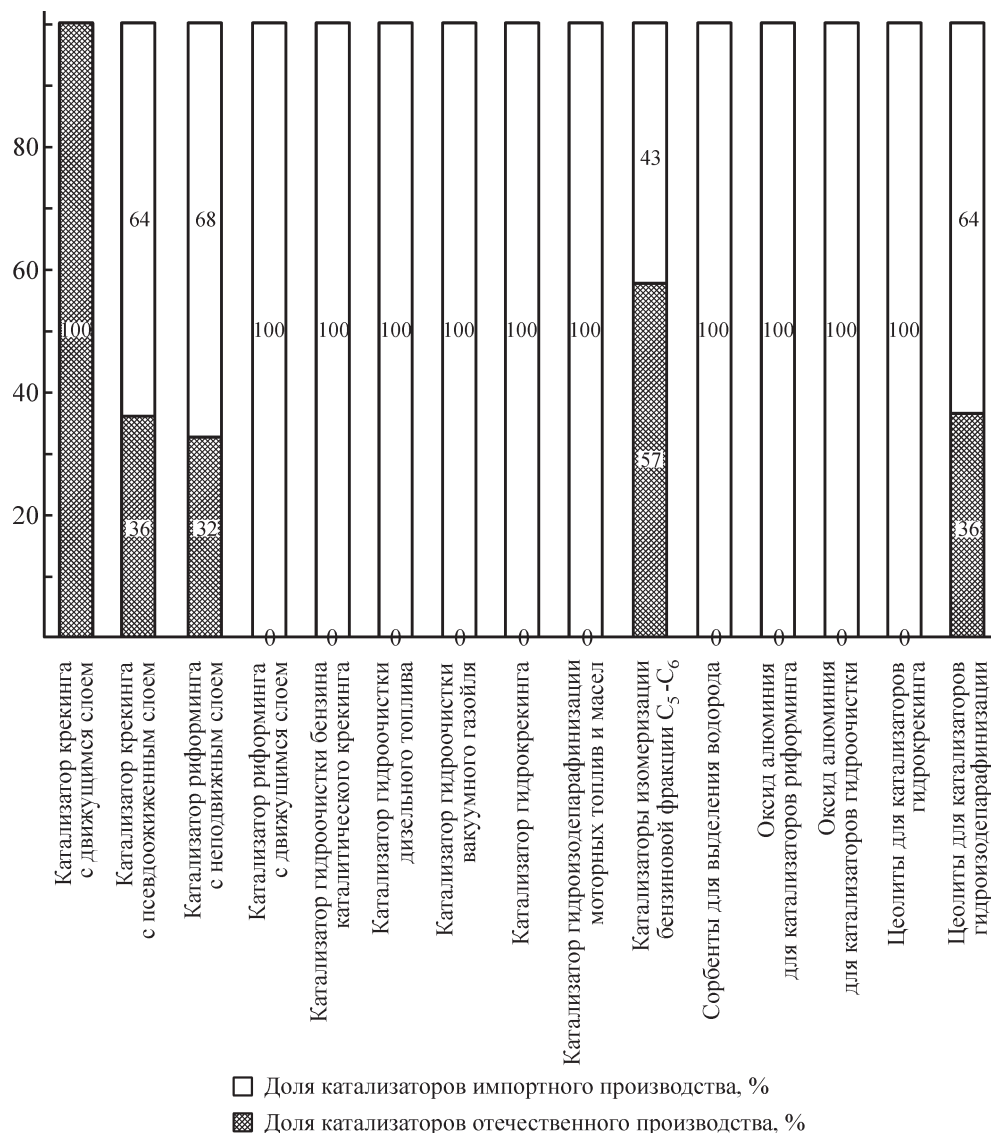


Рис. 4. Зависимость от импорта по катализаторам для производства топлив и масел в Российской Федерации.

керосина. Предлагается вариант развития индустрии нефтепереработки на основе развития процессов замедленного коксования и каталитического крекинга, что позволит в условиях нынешнего кризиса потребления авиационного керосина диверсифицировать корзину нефтепродуктов.

Исторически на отечественных нефтеперерабатывающих производствах компоненты бензина получали в процессе каталитического риформинга, в то время как, например, в США — в процессе каталитического крекинга [13]. В риформате массовая доля ароматических углеводородов достигает 70–80%, а в бензинах каталитического крекинга не превышает 20–25%. Стандарт Евро-5 ограничивает содержание аренов в бензине до 35%.* Применение технологий изомеризации, алкилирования и каталитического крекинга позволит снизить концентрацию аренов в бензине. При большом количестве ароматических соединений в бензине в автомобильных выбросах растет содержание канцерогенных веществ, например бензпиренов. Высококипящие ароматические компоненты способствуют образованию нагара, а значит, снижают долговечность двигателя и требуют применения моющих присадок. Снизить содержание ароматических соединений в бензине каталитического риформинга можно разными способами, например, за счет оптимизации самого процесса — при уменьшении температуры риформинга количество аренов в риформате сокращается, но при этом становится ниже и октановое число смеси, так что топливо потребует добавления специальных антидетонационных присадок, большая часть которых в настоящее время запрещена техническим регламентом.* Другой вариант получения высококачественных бензинов — смешение высокооктановых компонентов (бензин каталитического крекинга, изомеризат, алкилат).

До 2030 г. планируется ввод в строй всего трех установок каталитического крекинга суммарной мощностью 3345 тыс. тонн (по сырью) в год и семи установок гидрокрекинга суммарной мощностью 17 050 тыс. тонн (по сырью) в год. Существенная зависимость от поставок импортных катализаторов гидрокрекинга несет значительные риски переработки вакуумного газойля на установках гидрокрекинга. В 2021 г. в Омске планируется запуск катализаторной фабрики, которая будет производить катализаторы гидрокрекинга в объеме 2000 т в год, что закроет

потребность в данных катализаторах внутри России. Но это не снимает проблему использования катализаторов на вновь создаваемых установках и установках, которые находятся на гарантии.

Еще одно преимущество каталитического крекинга — возможность работы установки в различных режимах с приоритетным выпуском бензина, дизельного топлива или пропан-пропиленовой фракции. Таким образом, можно гибко управлять работой установки и переключать режимы на тот или иной продукт. Особенно ценным продуктом будет являться пропилен, а тяжелый газойль каталитического крекинга (фракция, начинающая кипеть выше 270°C) из-за большого содержания полициклических ароматических углеводородов (при определенном содержании серы) является подходящим сырьем процесса коксования с получением высококачественного игольчатого кокса, применяемого в металлургии.

С 1 января 2020 г. в силу вступили требования Директивы об ограничении максимального содержания серы в судовом топливе на уровне 0.5 мас%,** что приведет к невозможности продажи высокосернистого мазута на зарубежных рынках. Установками, которые снижают выработку мазута и углубляют переработку нефти, являются установка замедленного коксования и установка гидроконверсии гудрона (последняя технология разработана Институтом нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева РАН [14, 15]).

Одним из способов решения проблемы высокого содержания серы в бункеровочном топливе является разбавление остаточных топлив средними дистиллятами, которые в том числе прошли гидроочистку и содержат минимальное количество серы. Таким технологическим приемом достигается усреднение необходимых показателей и достижение содержания серы не более 0.5 мас%. При реализации такой технологической схемы могут возникать значительные риски: при транспортировке топлив различного генезиса (остаточное топливо содержит значительное количество асфальтенов, а средние дистилляты содержат значительное количество парафинов, которые являются взаимными осадителями) возможно расслаивание топлив при транспортировке и хранении и выпадение осадков, которые, во-первых, снижают количество товарного нефтепродукта, а во-вторых, значительно затрудняют очистку танков, тем самым повышая стоимость эксплуатации судов. Для решения данной проблемы необходимо применять диспер-

* Технический регламент Таможенного союза 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (с изменениями на 19 декабря 2019 г.).

** Sulphur2020—cutting sulphur oxide emissions. <http://www.imo.org/en/mediacentre/hottopics/pages/sulphur-2020.aspx>

гирующие присадки, которые не позволяют выпасть в осадок взвешенным веществам и таким образом предотвращают образование осадка на внутренних устройствах танков. Такие присадки приобретаются у иностранных поставщиков, но необходимо развивать производство аналогичных присадок и на территории Российской Федерации, для чего необходимо совершенствовать технологии получения полимеров и органического синтеза. Данный тип присадок также может быть использован в качестве диспергирующей части в депрессорно-диспергирующих присадках к дизельным топливам.

Депрессорно-диспергирующие присадки, которые обеспечивают необходимое снижение предельной температуры фильтруемости и стабильность при хранении, в настоящее время практически полностью поставляются зарубежными компаниями: Clariant AG (Швейцария), BASF SE (ФРГ), Innospec Inc. (США). В Российской Федерации на данный момент отсутствуют технологии синтеза сополимера этилена и винилацетата заданного молекулярно-массового распределения. Рынок данных присадок в Российской Федерации (по результатам анализа тендерных торгов и анализа таможенной отчетности) составляет 6–10 млрд рублей в год. Следует отметить, что депрессорные свойства дизельных топлив можно также улучшать за счет процесса гидроизодепарафинизации, который не только снижает предельную температуру фильтруемости, но и одновременно снижает температуру помутнения. Если же учитывать тот факт, что дизельные топлива, произведенные с использованием депрессорно-диспергирующих присадок, запрещено использовать для нужд Министерства обороны Российской Федерации по причине более низкой стабильности при длительном хранении, то внедрение подобных технологий видится чрезвычайно перспективным. Тем не менее повсеместное внедрение данной технологии также не является решением, полностью обеспечивающим импортнезависимость от поставок иностранных поставщиков. Функционирование установок гидроизодепарафинизации невозможно без соответствующих катализаторов, которые также не производятся в Российской Федерации. Все это требует развития соответствующих технологий.

В «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» отмечено, что необходима «разработка и совершенствование отечественных технологий глубокой переработки «тяжелой» нефти, стимулирование увеличения числа процессов глубокой переработки нефтяных остатков на отечественных НПЗ». В настоящее время единственной

промышленно успешной технологией углубления переработки нефти является технология замедленного коксования. В Российской Федерации до 2030 г. планируется ввод в строй пяти установок замедленного коксования. Переработка тяжелых остатков увеличится приблизительно на 30%, что является недостаточным для значительного углубления переработки нефти и снижения выработки мазута. Вырабатываемый кокс может быть использован в различных индустриях: для производства анодной массы при производстве алюминия, в черной металлургии, в цементной промышленности (бетон, произведенный с использованием кокса, быстрее набирает необходимую прочность и имеет лучшие прочностные характеристики), в качестве топлива.

Переработка гудрона на установках замедленного коксования позволит полностью перейти на производство бункеровочного топлива, которое будет формироваться в основном из тяжелых газойлей коксования, гидрокрекинга и каталитического крекинга. Данные продукты не будут содержать серу. Работы в этом направлении также должны быть связаны с развитием технологий гидрокрекинга остатков.

Финансирование проектов

Мировая практика показывает, что устойчивый экономический рост в такой капиталоемкой отрасли, как нефтеперерабатывающая промышленность, не может быть обеспечен только за счет точечных инвестиционных вливаний. Требуются крупномасштабные инвестиции в основной капитал, обеспеченные надежными долгосрочными источниками их финансирования. Очевидно, что, опираясь только на собственные ресурсы, проблемы технического перевооружения НПЗ на основе новой технологической базы в среднесрочной перспективе невозможно решить без масштабного использования заемного капитала или использования такого инструмента, как технологические партнерства [16].

Для финансирования проектов по модернизации НПЗ одним из наиболее перспективных вариантов является индустриальное партнерство. Целью индустриального партнерства является получение знаний или «ноу-хау» на основе согласованных усилий различных промышленных и (или) исследовательских сторон. Проекты, обычно рассматриваемые в индустриальном партнерстве, являются слишком сложными или дорогостоящими для решения одной стороной или требуют специальных знаний или оборудования, которое не всегда доступно для отдельных сторон (например, гидравлические средства моделирования).

Нефтегазовые компании в мире все чаще объединяют усилия для разработки технологически сложных проектов, осуществление которых в одиночку для них слишком рискованно. Для одновременного развития всего диапазона современных технологий необходим колоссальный объем ресурсов, что может негативно сказаться на эффективности работы компании, поэтому партнерства в технологической сфере во многих случаях становятся предпочтительным вариантом, который позволяет компаниям-участницам не только затратить меньше ресурсов, но и разделить риски.

Индустриальное партнерство в нефтепереработке может получить развитие по причине того, что используются компетенции участников из различных отраслей знаний. Так, например, НПЗ не всегда имеет возможность готовить специалистов необходимой квалификации «на месте», более целесообразно поручить данную подготовку профильному ВУЗ. Схожая ситуация складывается и при разработке новых технологий, когда привлекаются соисполнители различных частей технологии. В данном случае члены индустриального партнерства заинтересованы в том, чтобы разрабатываемая технология функционировала в заданных параметрах.

Широкое распространение индустриальные партнерства в Российской Федерации на данный момент не получили, в частности, по причине того, что каждая российская компания стремится иметь компетенции практически во всех отраслях. Таким образом, становится невозможным привлекать сторонних исполнителей, которые являются лидерами в конкретном направлении, для разработки части проекта. Тем не менее у индустриальных партнерств в нефтепереработке существует целый перечень преимуществ, реализация которых позволит облегчить проведение модернизации отрасли и разработку новых технологий. Стороны могут реализовать проект, для которого у них не хватало финансирования и компетенций, могут разделять риски и расходы, что значительно снижает риск нереализации проекта. Индустриальные партнерства обычно имеют более обширный доступ к рынку капитала и возможность апробировать разрабатываемую технологию в условиях различных НПЗ, на различном сырье.

Заключение

Проведение крупной модернизации нефтеперерабатывающих мощностей в Российской Федерации до 2035 г. связано с вводом значительного количества установок вторичной переработки нефти.

Существенную часть программы можно реализовать с использованием российских технологий и оборудования при условии снижения стоимости капитала, внедрения механизмов ускорения процедур сертификации и разрешительной документации на новые продукты (включая механизм взаимного признания результатов испытания), развития национальной испытательной инфраструктуры. В противном случае предстоящая модернизация будет проведена преимущественно силами зарубежных компаний с использованием зарубежного программного обеспечения, материалов, технологий и оборудования.

В российской нефтепереработке на данный момент наблюдается существенная зависимость от иностранных комплектующих и материалов в области энергоэффективных теплообменников (пластинчатых, спиральных), работающих в экстремальных средах; высокоточных контрольно-измерительных приборов, включая датчики давления, расходомеры, газоанализаторы; в программном обеспечении, включая календарное планирование, цифровые двойники установок и завода; катализаторов и присадок, включая катализаторы риформинга для процесса с движущимся слоем, катализаторы гидроочистки бензина каталитического крекинга, дизельного топлива и вакуумного газойля, катализаторы гидрокрекинга, катализаторы гидроизодепарафинизации моторных топлив и масел, сорбенты для выделения водорода, оксид алюминия для катализаторов риформинга и гидроочистки, цеолиты для катализаторов гидрокрекинга, депрессорно-диспергирующие присадки к дизельным топливам, противоизносные присадки к топливам для реактивных двигателей (авиакеросинов), моющие присадки, присадки для трансмиссионных, гидравлических и моторных масел, депрессорные присадки к судовым, остаточным топливам и нефтям. Это требует развития соответствующих собственных технологий.

Для системного технологического развития отрасли требуется сведение в одном информационном пространстве разработчиков, производителей оборудования, потребителей этого оборудования. Создание отраслевых центров стандартизации и сертификации оборудования и услуг будет способствовать облегчению внедрения передовых технологий, в том числе включая работу механизма взаимного признания испытаний и проведения длительных испытаний в условиях, максимально приближенных к реальным. Считаю целесообразным создание по аналогии с военной приемкой механизма государственной приемки, который бы позволил обеспечить соблюдение выполнения требований технических заданий при полном или частичном финансировании разработок

государством, а также промышленных партнерств, что позволит ускорить разработку и внедрение новых образцов техники в нефтепереработке, несмотря на их высокую капиталоемкость.

Конфликт интересов

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

Информация об авторах

Жданев Олег Валерьевич, руководитель Дирекции технологий в ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, к.ф.-м.н.,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5287-4397>

Корнев Владимир Васильевич, директор проекта Дирекции технологий в ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1246-043X>

Рубцов Антон Сергеевич, директор департамента переработки нефти и газа Министерства энергетики Российской Федерации,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8400-6626>

Список литературы

- [1] Жданев О. В., Чубоксаров В. С. Техническая политика нефтегазовой отрасли России: задачи и приоритеты // Энергетическая политика. 2020. № 5. С. 76–91.
- [2] Ал Джанаби А. Государственное регулирование в нефтеперерабатывающем секторе // Науч. обозрение. 2016. № 24. С. 250–256.
- [3] Вильде О. Катализаторы на старте. «Газпром нефть» начала строительство первого в России современного завода по производству катализаторов по отечественной технологии. <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2019-november/3914083/>
- [4] Современный НПЗ должен быть цифровым // EnergyLand.info. 18.12.2017. <http://www.energyland.info/analitic-show-166535>
- [5] Остапов А. В., Туркин-Мозжерин А. А. Обеспечение качества нефти // Деловой журн. Neftegaz.RU. 2020. № 3, 5. С. 1–3.
- [6] Лядов А. С., Петрухина Н. Н. Добыча и переработка тяжелых нефтей — проблемы и перспективы (обзор) // ЖПХ. 2018. Т. 91. № 12. С. 1683–1692. <https://doi.org/10.1134/S0044461818120022> [Lyadov A. S., Petrukhina N. N. Extraction and refining of heavy crude oils: Problems and prospects // Russ. J. Appl. Chem. 2018. V. 91. N 12. P. 1912–1921. <https://doi.org/10.1134/S1070427218120029>].
- [7] Выгон Г., Рубцов А., Ежов С., Козлова Д. Система «60-66-90-100» и сценарии развития нефтепереработки в России. М.: Энергетический центр Московской школы управления «Сколково», 2013. С. 28–29.
- [8] Тарасов И. В. Индустрия 4.0: понятие, концепции, тенденции развития // Стратегии бизнеса. 2018. № 6. С. 57–63.
- [9] Osorio-Tejada J., Llera E., Scarpellini S. LNG: An alternative fuel for road freight transport in Europe // WIT Trans. Built Environ. 2015. V. 168. P. 235–246. <https://doi.org/10.2495/SD150211>
- [10] Stančič H., Mikulčić H., Wang X., Duić N. A review on alternative fuels in future energy system // Renewable and Sustainable Energy Rev. 2020. V. 128. ID 109927. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109927>
- [11] Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 года. М.: Лукойл, 2017. С. 66.
- [12] Пинаева Л. Г., Доронин В. П., Белый А. С., Лавренов А. В., Капустин В. М., Носков А. С. Современные катализаторы нефтепереработки: научно-технический уровень и обеспечение российскими катализаторами предприятий топливно-энергетического комплекса России // Мир нефтепродуктов. 2020. № 2. С. 6–16.
- [13] Зорина С. На твердой основе. «Газпром нефть» разрабатывает безопасную технологию производства алкилата // <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2015-october/1109599/>
- [14] Хаджиев С. Н. Наногетерогенный катализ — новый сектор нанотехнологий в химии и нефтехимии (обзор) // Нефтехимия. 2011. Т. 51. № 1. С. 3–16 [Khadzhiev S. N. Nanoheterogeneous catalysis: A new sector of nanotechnologies in chemistry and petroleum chemistry (a review) // Petrol. Chem. 2011. V. 1. P. 1–15. <https://doi.org/10.1134/S0965544111010063>].
- [15] Хаджиев С. Н., Кадиев Х. М., Зекель Л. А., Кадиева М. Х. Гидроконверсия тяжелой нефти в присутствии ультрадисперсного катализатора // Наногетероген. катализ. 2018. Т. 3. № 1. С. 18–24. <https://doi.org/10.1134/S2414215818010045> [Khadzhiev S. N., Kadiev Kh. M., Zekel' L. A., Kadieva M. Kh. Heavy oil hydroconversion in the presence of ultrafine catalyst // Petrol. Chem. 2018. V. 58. N 7. P. 535–541. <https://doi.org/10.1134/S0965544118070046>].
- [16] Бугаев А. Ф. Управление источниками финансирования инвестиций в нефтедобычу в целях экономического развития // Экономические отношения. 2019. Т. 9. № 1. С. 209–218. <https://doi.org/10.18334/eo.9.1.40498>