дайджест • 7 (14)

2019

НЕФТЕГАЗ

ЕЖЕМЕСЯЧНОЕ ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ. СОВМЕСТНЫЙ ПРОЕКТ НАЦИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ФОРУМА И ВЫСТАВКИ «НЕФТЕГАЗ»

НЕФТЕГАЗОХИМИЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА: ДРАЙВЕРЫ РОСТА И ЭКСПОРТНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Уважаемые коллеги!

От имени Министерства энергетики Российской Федерации приветствую вас на международной выставке «Нефтегаз-2019», которая уже пятый год подряд проводится совместно с Национальным нефтегазовым форумом.

Объединение выставки и форума привело к созданию крупнейшей отраслевой демонстрационно-коммуникационной площадки. По отзывам участников, такой формат делового общения является наиболее эффективным.

Выставка «Нефтегаз», проводимая в 19-й раз, давно зарекомендовала себя как масштабное и авторитетное международное мероприятие, знакомящее с передовым оборудованием и инновационными технологиями для нефтегазового комплекса. Это, безусловно, заметное и значимое событие для представителей нефтегазовой индустрии и смежных отраслей.

В рамках деловой программы Национального нефтегазового форума ежегодно проводятся мероприятия, фокусирующие внимание на актуальнейших вопросах технологического и инновационного развития топливно-энергетического комплекса страны.

Уверен, что ведущие игроки рынка, авторитетные эксперты, участники выставки «Нефтегаз-2019» и Национального нефтегазового форума выскажут важные рекомендации, которые будут иметь практическое значение. Безусловно, проведение очередного совместного мероприятия будет способствовать дальнейшей консолидации нефтегазового сообщества.

Желаю плодотворного общения и успешной результативной работы!

Заместитель Министра энергетики Российской Федерации *П.Ю. Сорокин*

УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПОТЕНЦИАЛА, НОВЫЕ ТОЧКИ РОСТА И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ

Традиционно Россия позиционируется как держава с колоссальными запасами углеводородов, которые являются сырьем для многих отраслей обрабатывающей промышленности, в частности, для нефтегазохимии. Тем не менее, несмотря на значительный рост спроса на продукты химии в мире, Россия до сих пор отстает в развитии этой сферы — отечественная доля на мировом рынке нефтегазохимии уже много лет колеблется на уровне менее 2%.

Между тем нефтегазохимия, которая специализируется на глубокой переработке углеводородного сырья, стала одним из наиболее прибыльных направлений деятельности, так как в современном мире активно растет спрос на продукты, производимые этой отраслью, в частности, пластмассы, олефины, резиновые изделия, химические волокна. Номенклатура продуктов отрасли включает несколько сотен тысяч наименований. Интерес к ней связан, прежде всего, с возможностью выпускать продукцию с очень высокой добавленной стоимостью, позволяющей при этом в разы увеличивать экспортные доходы. Так, например, крупнейшие в мире производители нефтегазохимии — Саудовская Аравия, США, ЕС, Япония, Китай, Иран — делают упор на создание технологических кластеров при активном участии государства. Главными инструментами поддержки выступают софинансирование инфраструктуры, налоговые каникулы, снижение государственных тарифов, фиксация цен на сырье.

Развитая инфраструктура, а также переориентация производств на химию полимеров и биотехнологии позволили Америке и странам Евросоюза занять лидирующее место в мире по производству этилена. Монетизация собственных нефтегазовых ресурсов и диверсификация экономики, а также развитие нефтехимии для покрытия внутреннего спроса сделали Саудовскую Аравию, Иран и Китай крупнейшими игроками рынка.

Производственные мощности пиролиза в России по состоянию на 2018 год составляют 3,2 млн тонн, при этом в течение последних 25 лет не было введено в строй ни одного нового пиролизного комплекса — прирост производства этилена осуществлялся исключительно за счет модернизации существующих предприятий. На данный момент в стране действует всего две крупные пиролизные установки годовой мощностью 600 тыс. тонн — на «Нижнекамскнефтехиме» и в «Казаньоргсинтезе», а также установка дегидрирования мощностью 510 тыс. тонн пропилена на заводе «Тобольск-Полимер» *(План до 2030 года).*

Из-за отсутствия достаточных пиролизных мощностей Россия существенно отстает от нефтегазохимических производств других стран. Например, за прошедший год производство химических веществ и химических продуктов в России выросло всего на 2,7% по сравнению с 2017 годом. Производство этилена в 2018 году выросло на 4,8% и составило 2,99 млн тонн, производство бензола — на 3,3%, до 1,4 млн тонн. Производство пластмасс в первичных формах увеличилось на 5,3% и составило 8,45 млн тонн, причем бóльшая часть из них (61,5%) приходится на крупнотоннажные полимеры *(Данные Росстата).*

Производство резиновых и пластмассовых изделий в 2018 году по сравнению с 2017 годом выросло на 2,4%. Также в прошлом году отмечен рост на 7,9% в производстве полимерных плит, листов, пленки и полос с выпуском продукции в объеме 1,1 млн тонн, а также непористых плит, листов, пленки и полос — на 6,1%, до 356 тыс. тонн *(Данные Росстата).*

Производство полиэтилена в прошлом году составило 1,8 млн тонн (рост на 3,9%), полипропилена — 1,4 млн тонн (снижение на 1,8%), поливинилхлорида — 0,96 млн тонн (рост на 5,9%), полистирола — 0,5 млн тонн (рост на 1,1%), синтетических каучуков — 1,4 млн тонн (рост на 0,9%) *(Данные Минэнерго).*

Согласно текущему Плану развития нефтегазохимической отрасли РФ до 2030 года, в стране планируется создание шести нефтегазохимических кластеров, расположенных вблизи источников сырья и рынков сбыта: Северо-Западный, Волжский, Западно-Сибирский, Каспийский, Восточно-Сибирский и Дальневосточный. Если план, заложенный властями, будет реализовываться, то уже в текущем году пиролизные мощности вырастут в 1,5 раза. Помимо этого, план устанавливает целевые показатели для отечественной нефтегазохимии по производству этилена и его доли в мировом производстве. Так, отечественные компании должны суммарно производить этилена, в соответствии с утвержденными целевыми показателями, более 7,5 млн тонн ежегодно, заняв более 3% доли в мировом рейтинге.

ПРОГНОЗ ПРОИЗВОДСТВА ЭТИЛЕНА В РОССИИ И ЕГО ДОЛИ В МИРОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ
(по Плану-2030 года, оптимистичный сценарий)

Продукт	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Этилен, млн т	3,742	11,217	15,207
Суммарное производство этилена в мире, млн т	179	205	230
Доля России в мировом производстве этилена, %	2,1	5,5	6,6

ПРОГНОЗ ПРОИЗВОДСТВА ЭТИЛЕНА В РОССИИ И ЕГО ДОЛИ В МИРОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ
(по Плану-2030, реалистичный сценарий)

Продукт	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Этилен, млн т	3,742	7,616	8,964
Суммарное производство этилена в мире, млн т	179	205	230
Доля России в мировом производстве этилена, %	2,1	3,7	3,9

В данный момент в стране реализуется несколько стратегических проектов, которые в будущем призваны занять свободную нишу нефтегазохимических производителей. Например, во втором квартале 2019 года компания СИБУР планирует ввести в эксплуатацию тобольский завод «ЗапСибНефтехим», предполагающий строительство установки пиролиза мощностью 1,5 млн тонн этилена, около 500 тыс. тонн пропилена и 100 тыс. тонн бутан-бутиленовой фракции ежегодно, установок по производству различных марок полиэтилена и полипропилена совокупной мощностью 2 млн тонн в год.

Реализация проекта направлена на развитие глубокой переработки побочных продуктов нефтегазодобычи Западной Сибири, в том числе попутного нефтяного газа (ПНГ). Новый комплекс позволит вовлечь в полезную переработку до 22,4 млрд м^3 ПНГ, тем самым предотвращая его сжигание на месторождениях и выбросы загрязняющих веществ в объеме 40 млн тонн в год.

Определенная позитивная активность наблюдается вокруг этиленового проекта «Нижнекамскнефтехима» мощностью 600 тыс. тонн в год, реализация которого намечена на 2022 год. Амбициозные планы в этой сфере еще с 2010 года заявляет «Роснефть», которая планирует на Дальнем Востоке создание Восточной нефтехимической компании (ВНХК) к 2023 году мощностью

1,4 млн тонн по переработке этилена, однако пока строительные работы не ведутся. Реализация остальных потенциальных проектов в сфере нефтегазопереработки либо крайне туманна, либо планируется на период после 2023–2026 годов.

Основная проблема развития нефтегазохимического производства кроется, безусловно, в структуре финансирования проектов. На строительство таких комплексов уходит 6–7 лет, к тому же необходимы миллиардные инвестиции. В условиях сырьевой направленности российской экономики, стабильность которой сильно зависит от мировых цен на сырьевые товары, не каждая компания будет брать на себя высокие риски и вкладывать деньги в проекты с длинным инвестиционным циклом. Помимо этого, стабильности отрасли мешают недостаточное развитие рынка капитала, противоречивость и частые изменения законодательства, а также внешние риски в виде экономических санкций со стороны европейских государств и США. Именно это и тормозит темпы роста нефтегазохимической отрасли России.

На этом фоне Минэнерго России разработало программу, которая могла бы вывести отечественный нефтегазохимический комплекс в мировые лидеры. Министерство предлагает только в 2019 году субсидировать отрасль на 55 млрд рублей (124 млрд рублей с учетом уже действующего обратного акциза на нафту). Компенсация расходов на инфраструктуру может обойтись бюджету еще в 45 млрд рублей начиная с 2024 года. При этом гарантировать неизменность льготных условий компаниям государство должно как минимум на 10–15 лет *(Данные «Ведомостей»)*.

Комплекс мер, в частности, введение обратных акцизов на СУГ и возврат инфраструктурной составляющей для этана, направляемого на нефтехимию, могут к 2030 году привести к трехкратному росту экспорта производства на базе нафты, СУГ и этана. Максимально быстрый рост (в два раза) от предлагаемых мер получится добиться в переработке СУГ: к 2021 году их использование в качестве сырья достигнет 5,7 млн тонн *(Данные «Ведомостей»)*.

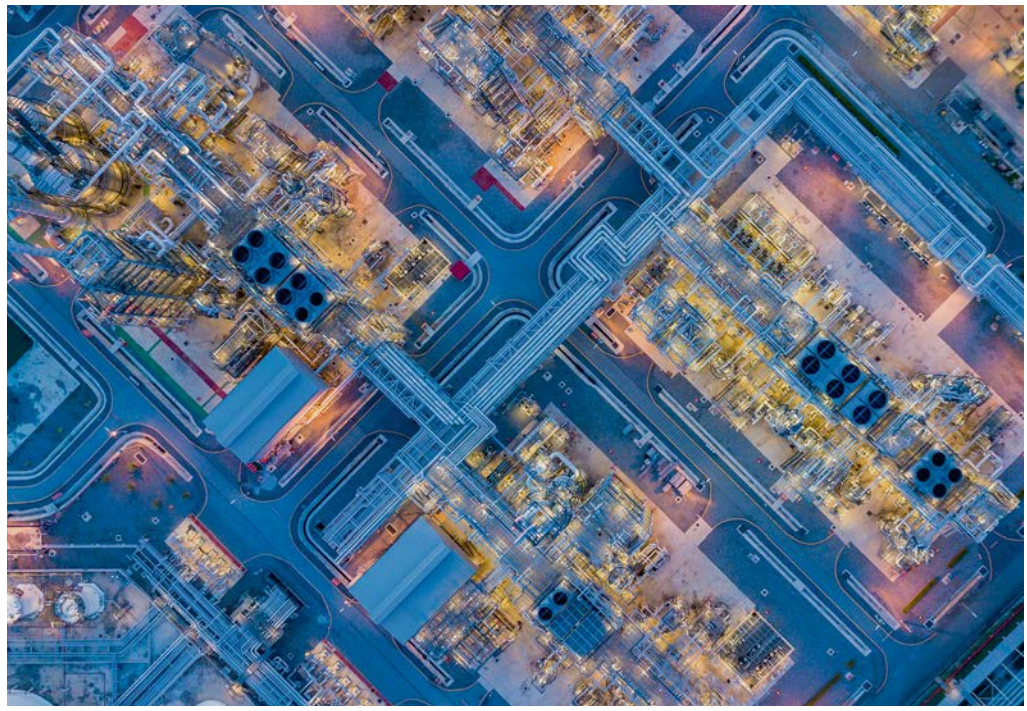
В ходе Сочинского форума министр энергетики Александр Новак отмечал, что для эффективного развития отечественного ТЭК и обрабатывающей промышленности инвестиции в нефтегазохимию должны составлять порядка 400–500 млрд рублей в год. При этом в 2018 году инвестиции в нефтегазохимическую отрасль составили лишь 189 млрд рублей, против 194 млрд рублей в 2017 году. Суммарный объем инвестиций с 2010 года министерство оценивает в 1,1 трлн рублей *(Данные Минэнерго)*.

В целом стимулирование нефтехимии позволит реализовать запуск новых пиролизных мощностей, реализация которых до сегодняшнего дня откладывается в долгий ящик. Это почти 10 млн тонн дополнительной нефтехимической продукции с высокой добавленной стоимостью, более $7 млрд дополнительного несырьевого экспорта в год и $40–50 млрд дополнительных инвестиций в течение 6–7 лет *(см. «Драйверы роста нефтегазохимической промышленности и экспортный потенциал», стр. 6)*.

К сожалению, за последние годы в данной сфере не наблюдалось очевидного прорыва, так как отечественные компании, опасающиеся резких изменений условий работы, не готовы вкладываться в строительство новых предприятий и мощностей. В целом у России есть большой потенциал развития нефтегазохимии, как за счет увеличения внутреннего потребления путем достижения среднемирового уровня и импортозамещения, так и за счет расширения экспортного потенциала поставок в ключевые для России регионы — Европу и Китай. Поэтому работа по развитию нефтегазохимического комплекса выглядит приоритетной и необходимой.

ДЕНИС ДЕРЮШКИН
Руководитель Аналитического центра ТЭК РЭА Минэнерго России

ТАМАРА ХАЗОВА
Консультант Аналитического Центра ТЭК РЭА Минэнерго России



ДРАЙВЕРЫ РОСТА НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭКСПОРТНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

РЕАЛИЗАЦИЯ ПЛАНА РАЗВИТИЯ НГХ ДО 2030 Г.

Нефтехимическая индустрия является одной из наиболее важных отраслей обрабатывающей промышленности в современном мире. Это, кстати, подтверждается не только значимостью и востребованностью производимой продукции для экономики развитых и развивающихся стран, но и еЕ объемом выпуска и темпами роста.

Стремительное развитие нефтехимии в мире как отрасли промышленности началось в 30-х годах XX века. Мировая нефтехимия по темпам развития, объемам производства, размерам основного капитала, расходам на научные исследования и опытно-конструкторские разработки занимает среди других отраслей промышленности одно из ведущих мест. Так, в 1950 году объем производства олефинов составлял 3 млн тонн, за следующие 20 лет, к 1970 году, произошел стремительный рост — в 13 раз. С тех пор именно нефтехимия была самой быстрорастущей отраслью производства — с 1970 года объем выпуска вырос еще в восемь раз, притом что, для сравнения, не менее востребованные сталь и целлюлоза нарастили свои объемы только в два раза.

Нефтехимия представляет собой сложный комплекс разнообразных производств, вырабатывающих продукцию широкого и постоянно обновляемого ассортимента. Если в начале ее становления выпускалось не больше десятка различных продуктов, то на данный момент с учетом продукции малотоннажной химии ее номенклатура включает несколько сотен тысяч наименований.

Россия по праву является одной из родоначальниц мировой нефтехимической промышленности, о чем свидетельствует создание Д.И. Менделеевым периодической таблицы химических элементов, 150-летие которой отмечается в 2019 году. Основное развитие отрасли пришлось на период с начала 70-х по конец 80-х годов прошлого века, после чего, в связи с распадом СССР и возникновением в стране жесточайшего экономического кризиса, общее производство нефтехимической продукции снизилось более чем в два раза, а выпуск некоторых видов продукции прекратился совсем. На текущий момент потенциал российской нефтехимической отрасли не раскрыт, о чем говорит сопоставление сырьевой базы и объемов производства продукции нефтехимии.

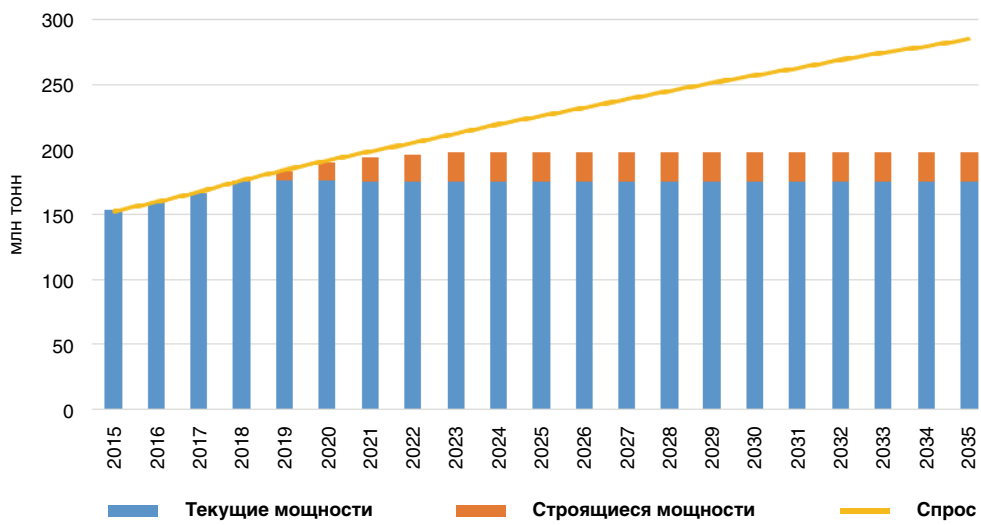
Россия, с одной стороны, обладает уникальной сырьевой базой для развития нефтегазохимии, являясь страной с крупнейшими запасами природного газа в объеме 72,9 трлн м³ и занимающей шестое место в мире по запасам нефти, которые составляют 14,5 млрд тонн. Однако, с другой стороны, доля нашей страны на мировом рынке нефтегазохимии — менее 2%.

Производственные мощности пиролиза в России по состоянию на 2018 год составляют 3,2 млн тонн, при этом в течение последних 25 лет не было введено в строй ни одного нового пиролизного комплекса — прирост производства этилена осуществлялся исключительно за счет модернизации существующих предприятий.

Как результат, темпы роста производства нефтехимической продукции в России значительно отстают от мировых: так, за период 2013–2018 годов среднегодовой темп прироста (CAGR) мощностей по производству полиолефинов в России составил около 0,6%, полиэтилена — и вовсе 0,1%, тогда как в целом по миру среднегодовой темп роста за последние 5 лет составил 2,5%.

Темпы роста спроса на продукцию нефтехимии в мире впечатляют. Так, по нашим оценкам, среднегодовые темпы роста потребления полиэтилена составят 2,9% в ближайшие 15 лет, что значительно превосходит темпы роста спроса на нефть (0,8%) и газ (1,7%). При этом предложение пока не поспевает за ростом спроса. Уже в 2023 году спрос на полиолефины достигнет более 210 млн тонн в год, в то время как установленные и строящиеся мощности выйдут на пик производства и составят менее 200 млн тонн. Таким образом, на рынке образуется определенный дефицит мощностей и появится окно возможностей для новых проектов. Потенциальная ниша для возможных проектов (проекты, по которым еще не принято инвестиционное решение) составит 87 млн тонн к 2035 году *(см. «Баланс спроса и предложения на этилен в мире до 2035 г.»).*

БАЛАНС СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ НА ЭТИЛЕН В МИРЕ ДО 2035 Г.



Источник: IEA, EIA, Приказ Минэнерго России от 01.03.2012 №79 (с изм. от 28.12.2017) «О Плане развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года», данные компаний, анализ Аналитического центра ТЭК ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Конкуренция за попадание в данную нишу предполагает наличие ценовой конкурентоспособности производства, что, в свою очередь, затрагивает несколько факторов: доступность конкурентоспособного по цене сырья, близость рынков с дефицитом предложения, а также инвестиционную эффективность проектов.

В 2018 году добыча нефти и газового конденсата в России составила 556 млн тонн, 52% из которых были поставлены на НПЗ России. 11% из 725 млрд м³ попутного газа также было переработано на российских ГПЗ. В результате в 2018 году в РФ было произведено порядка 48 млн тонн нефтехимического сырья, что значительно превышает потребности внутреннего рынка, которые составили 14 млн тонн.

Из произведенных в 2018 году 31 млн тонн нафты 26 млн тонн ушло на экспорт, остальной объем был отгружен на внутренний рынок. Главным источником внутреннего спроса стали нефтехимические предприятия, которые обеспечили 70% внутреннего потребления, или порядка 4 млн тонн нафты. При этом стоит отметить, что не весь объем экспортируемой нафты может быть перенаправлен в нефтехимию.

Производство СУГ в России в 2018 году достигло 17 млн тонн, из которых на нужды нефтехимии ушло более 3 млн тонн (19%). Значительная часть объема экспорта СУГ, который в 2018 году составил 6 млн тонн, в будущем будет перенаправлена на «ЗапСибНефтехим» (ПАО «СИБУР»).

Использование этана в нефтехимической промышленности в России имеет огромный потенциал. В силу трудностей транспортировки весь этан, произведенный в 2018 году (0,7 млн тонн), был поставлен на внутренний рынок и полностью потреблен нефтехимической отраслью. При этом в настоящий момент в России извлекается только порядка 5% от общего объема этана, содержащегося в природном газе, в то время как в США и Канаде данный показатель составляет около 60%.

В то же время нефтегазохимическая отрасль России обладает существенным потенциалом создания дополнительной добавленной стоимости для энергоресурсов страны, реализация которого приведет к росту внутреннего валового продукта и благосостояния населения. Так, например, производство полимеров дает возможность создать в 1,8 раза больше стоимости на тонну сырья по сравнению с экспортом сырой нефти. При производстве полимеров из этана стоимость продукции выше затрат на сырье в 3,3 раза.

Необходимость устранения отставания нефтегазохимической отрасли признается на самом высоком государственном уровне и отражена в Стратегии химической и нефтехимической отрасли от 2012 года, Плане развития газо- и нефтехимии до 2030 года, Энергостратегии России до 2030 года и других документах стратегического планирования.

Уже сейчас в ходе реализации Плана-2030 введено более 2 млн тонн новых мощностей по производству нефтехимической продукции. К 2030 году прогнозируется дальнейший рост мощностей по производству полиэтилена в 3,8 раза, полипропилена в 2,2 раза.

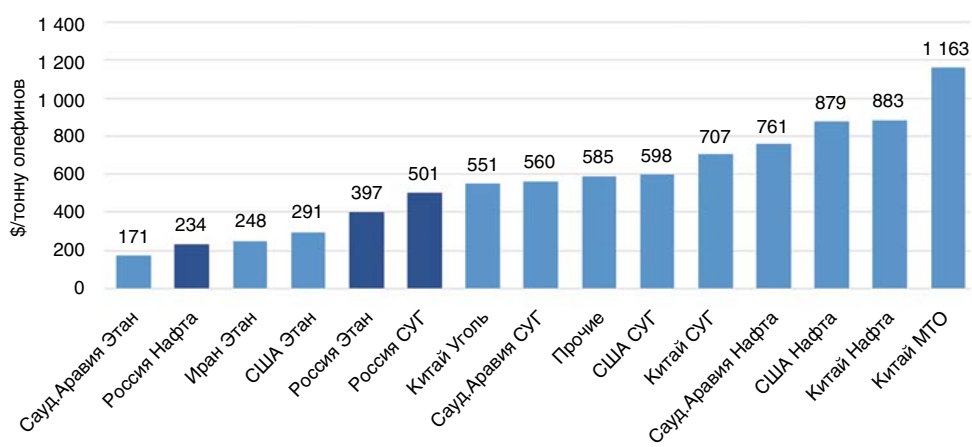
Реализация потенциала нефтегазохимической отрасли также может стать инструментом достижения целей по наращиванию несырьевого экспорта, поставленных Президентом РФ в Указе от 07 мая 2018 года, что подтверждает актуальность решаемой проблемы.

Стимулирование нефтехимии позволит реализовать запуск новых пиролизных мощностей. Это почти 10 млн тонн дополнительной нефтехимической продукции с высокой добавленной стоимостью, более $7 млрд дополнительного несырьевого экспорта в год и $40–50 млрд дополнительных инвестиций в течение 6–7 лет. Кроме того, это также гигантский заказ для отечественной промышленности, снижение импорта полимеров и более 10 тыс. высокотехнологичных рабочих мест.

Значительная сырьевая база создает потенциал для развития нефтехимии в России, однако для реализации потенциала необходимо формирование инфраструктуры, в первую очередь транспортной. В настоящий момент основным способом транспортировки нефтехимического сырья в России является железнодорожный транспорт, причем транспортные тарифы для перевозки сырья выше, чем для перевозки конечной нефтехимической продукции. Учитывая расположение нефтехимических производств (большинство предприятий находится в глубине страны, поблизости от источника сырья), затраты на транспортировку оказывают значительное влияние на конкурентоспособность отрасли.

Еще одним фактором, негативно сказывающимся на конкурентоспособности российской нефтехимии относительно стран-лидеров (США, Саудовская Аравия, Иран), являются затраты на нефтехимическое сырье. Субсидирование нафты в России дает возможность производить продукцию с низкой себестоимостью. Однако потенциал пиролиза на СУГ и этане не реализуется: затраты на сырье на тонну продукции остаются на 30% выше, чем в США, Саудовской Аравии или Иране *(см. «Кривая затрат* на производство олефинов»).*

КРИВАЯ ЗАТРАТ* НА ПРОИЗВОДСТВО ОЛЕФИНОВ



**без учета транспортных затрат*
(Цена Urals — $60/барр, обменный курс — 58,5 руб./$)

Источник: ThomsonReuters, EIA, IEA, WorldBank, анализ «Аналитического центра ТЭК» ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Отдельно стоит заострить внимание на налогообложении отрасли, что является важным фактором ее развития. К сожалению, в последние годы налогообложение отраслей топливно-энергетического комплекса находится в постоянном движении. При этом принятие решения о внесении тех или иных изменений в законодательство зачастую является ответом на внешние факторы и совершенно не может быть просчитано игроками отрасли на долгосрочную перспективу. Эффект данной налоговой политики прост — инвестиции в отрасль не идут, так как инвесторы не могут рассчитывать на фиксированные условия игры и нести дополнительные риски.

К примеру, в рамках завершения налогового маневра экспортная пошлина на нафту была значительно снижена, что привело к удорожанию сырья для нафтового пиролиза. Отмена экспортной пошлины на нафту к 2024 году снижает конкурентоспособность российской нефтехимии. Для поддержания нефтехимической отрасли был введен механизм обратного акциза. Снижение стоимости сырья в рамках данного подхода сделало продукцию нафтового пиролиза наиболее экономически эффективной в России. Однако негативным последствием стало снижение интереса к таким видам сырья, как СУГ и этан, несмотря на значительные невостребованные объемы данных продуктов на рынке.

Средняя мощность действующих установок по производству этилена в России является минимальной по сравнению со странами, являющимися лидерами нефтехимической отрасли. Несмотря на прогнозируемый рост мощностей по производству этилена более чем в три раза к 2035 году, средняя единичная мощность российских пиролизных установок все еще будет меньше, чем в большинстве стран-лидеров. Низкая единичная мощность установки повышает удельные затраты на строительство и эксплуатацию, не позволяя реализовывать экономию на масштабе производства.

Согласно Плану-2030, ожидается ввод единичных мощностей пиролиза 1,5 млн тонн/год, т.е. на уровне зарубежных установок.

Дополнительными факторами, которые приводят к удорожанию строительства пиролизных мощностей в России, являются устаревшие регламенты и нормы в строительстве, дорогая логистика строительства и климатические условия, неконкурентный рынок строительных услуг и сравнительно низкий уровень производительности труда.

Затраты на инфраструктуру для нового предприятия могут значительно повлиять на инвестиционную окупаемость проекта и зависят от наличия существующей инфраструктуры либо наличия государственной поддержки при строительстве новой.

Отчасти решением вопроса недостаточности инфраструктуры может выступать реализация нефтехимических проектов на базе кластерного подхода (строительство нефтехимического производства вблизи источников сырья), что дает возможность комплексно решить задачу по строительству инфраструктуры и повысить инвестиционную привлекательность проектов.

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕРЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ В РФ И КЛЮЧЕВЫЕ ТОЧКИ РОСТА

МИРОВОЙ ОПЫТ СТИМУЛИРОВАНИЯ

Помимо наличия сырьевой базы, основным отличием стран-лидеров в нефтехимической отрасли от остальных производителей является государственная поддержка в виде прямого или косвенного субсидирования отрасли, что позволило увеличить мощности пиролиза в Саудовской Аравии в четыре раза, в Иране — в семь раз.

Правительство Саудовской Аравии способствовало развитию инфраструктуры для отрасли путем создания кластеров в Эль-Джубайле и Янбу, в рамках которых были построены специальные терминалы, ориентированные на экспорт нефтехимической продукции, обустроены промышленные города рядом с нефтехимическими заводами. Однако на сегодняшний день основным фактором конкурентоспособности отрасли является государственное субсидирование цен на этан. Даже с учетом увеличения в 2016 году цены на этан с $0,75/млн БТЕ до $1,75/млн БТЕ он остается самым дешевым сырьем в мире для производства этилена, и, вероятно, Саудовская Аравия сохранит лидерство по этану в обозримом будущем.

Иран, несмотря на второе место в мире по запасам газа и развитую инфраструктуру для его транспортировки, для стимулирования развития нефтехимической отрасли также жестко регулирует цену на этан: в 2016 году цена на этан была снижена до $150/тонну. Помимо этого, правительством страны для повышения инвестиционной привлекательности отрасли предусмотрены 15-летние налоговые каникулы и низкие тарифы на поставку сырья для нефтехимических компаний.

Сильные позиции США в нефтехимической отрасли обусловлены двумя основными факторами: наличием дешевого сырья — этана, а также наличием развитой инфраструктуры по транспортировке сырья и продукции нефтехимической отрасли, которая является результатом государственной политики. Так, начиная с 1980-х годов в США стали появляться MLP (Master Limited Partnerships) — публичные компании, которые получают налоговые преференции как товарищества и не облагаются налогом на прибыль. Поскольку во второй половине 80-х годов прошлого века возможность создания MLP была ограничена в отраслях по добыче, переработке, хранению и транспортировке природных ресурсов, это позволило дать толчок развитию соответствующей инфраструктуры, а также нефтехимической отрасли в целом.

Несмотря на отсутствие целенаправленной государственной поддержки нефтехимических компаний на федеральном уровне, в ряде штатов существует возможность получения налоговых льгот, в том числе для строительства нефтехимических предприятий. Например, в Пенсильвании предусмотрена налоговая льгота для компаний, использующих в качестве сырья этан, а также инвестирующих в производство более $1 млрд и при этом создающих при строительстве более 2500 рабочих мест. Кроме того, в конце 2017 года в США были приняты поправки в Налоговый кодекс, которые значительно снижают налог на прибыль юридических лиц (с 35 до 21%), а также предусматривают налоговые вычеты на капитальные затраты.

МИРОВОЙ ОПЫТ СТИМУЛИРОВАНИЯ

Для реализации потенциала России в отрасли нефтегазохимии необходимо снять те существующие ограничения, которые останавливают инвесторов. Основными направлениями действий сейчас являются:

1) повышение конкурентоспособности нефтехимического сырья (СУГ и этан) посредством предоставления обратного акциза для выравнивания доходности разных видов сырья и эффективной конкуренции со странами-лидерами;

2) гарантия фиксирования налогообложения в периоде, достаточном для достижения окупаемости проекта — не менее 15 лет.

Стоит отдельно отметить, что для успешного развития пиролиза на этане необходимо также стимулирование выделения этановой фракции из природного газа на ГПЗ.

Развитие нефтегазохимической отрасли и выход России на устойчивые позиции на мировом рынке — очень амбициозная задача, которую нужно решать комплексно. Необходим нетривиальный и смелый подход, дающий реальный экономический стимул.

АНДРЕЙ КОСТИН
Руководитель информационно-аналитического центра RUPEC

НЕФТЕХИМИЯ РОССИИ: НУЖЕН НОВЫЙ ПЛАН

Зародившийся почти десять лет назад подход к стратегическому планированию в отечественной нефтегазохимии базируется на достаточно простом принципе. Аккумулируются более или менее проработанные инвестиционные идеи участников отрасли, которые сводятся с прогнозами предложения ключевых видов сырья и спроса на базовые продукты. С момента появления первого проработанного и качественного документа такого типа (речь идет о Плане развития газо- и нефтехимии страны на период до 2030 года) еще в 2010–2012 годах прошло достаточно времени — полноценный инвестиционный цикл. Это позволяет, сравнивая сложившиеся на момент создания документа инвестиционные идеи компаний с сегодняшней реальностью, сделать важные выводы об эволюции конкурентной среды в отрасли и приоритетов инвесторов.

Без долгих предисловий можно констатировать следующее: инвестиционного рывка в части этиленовых производств, который предполагался Планом-2030, за прошедшее время не случилось. Из заявленных проектов в стадии строительства находится лишь один (который и на момент создания Плана-2030 был наиболее проработанным, в том числе в части сырьевого обеспечения и инвестиций в инфраструктуру) — «Запсибнефтехим» СИБУРа. Определенная позитивная активность ведется вокруг новых этиленовых проектов «Нижнекамскнефтехима». Появился и не фигурировавший в изначальном планировании проект Иркутской нефтяной компании, в отношении которой смело можно испытывать некоторый оптимизм. Вот, собственно, и все.

ЧТО ЖЕ ПОШЛО НЕ ТАК?

Здесь мы позволим себе некоторые обобщения предположительного характера. Во-первых, видимо, оказалось, что масштабные инвестиции в нефтехимии — это достаточно сложно. Для взвешивания и скрупулезной оценки требуется большое количество аспектов: от технологической конфигурации и выбора поставщиков технологий до качественного анализа и прогноза своих сырьевых возможностей. Кроме того, крупные нефтехимические комплексы стоят дорого, вопрос финансирования таких инвестиций сложен и требует от проектной команды многогранных компетенций и кругозора. Причем из-за больших размеров требуемых привлечений далеко не каждый финансовый институт в состоянии работать с такими сделками, следовательно, нужна синхрониза-

ция усилий нескольких институтов, часто из разных стран, а заемное финансирование российского происхождения приемлемо стоит далеко не всегда.

Во-вторых, крупные мощности (чтобы максимально использовать эффект масштаба) не могут быть локализованы в произвольной географии: их нужно снабжать сырьем, а их продукцию нужно транспортировать к целевым рынкам. И оптимальных географических точек в этом двумерном пространстве признаков на самом деле очень мало. Причем вопрос сырьевого обеспечения сам по себе может упираться в необходимость дополнительных крупных вложений.

В-третьих, очевидная экспортная ориентация крупных базовых мощностей требует приобретения компетенций в дистрибуции непростой продукции нефтехимии на сложных внешних рынках. У большинства потенциальных инвесторов такого опыта просто не было (и нет до сих пор) ни в части самих продуктов, ни в части знания рыночного ландшафта, а в некоторых географиях успешное размещение возможно только через локального партнера-провайдера.

В-четвертых, конкуренция на мировом рынке нефтехимии интенсивно нарастала все эти годы (благодаря инвестиционному цунами в нефтехимии Северной Америки и крупным пускам на Ближнем Востоке и в Китае). Поэтому чем больше времени потенциальные инвесторы тратили на проработку своих проектов, тем сильнее росли требования к их качеству и соотношению «риск-доходность» в этих проектах.

В-пятых, перманентно флюктуировало регулирование в нефтяной отрасли, скачками меняя принципы ценообразования на сырье для нефтехимии и его ожидаемую стоимость в прогнозные периоды.

В-шестых, из-за очевидного отсутствия синхронизации стратегических приоритетов нефтегазовой отрасли и нефтехимии не состоялось никакого решительного прорыва в части генерации для нефтехимии этанового сырья.

Если коротко, то за эти годы выяснилось, что никаких безусловных конкурентных преимуществ для инвестиций в нефтехимию в России не существует. Либо, если выражаться корректнее, реализация имеющихся конкурентных преимуществ требует исполнения определенных условий. К этому мы еще вернемся.

Почему же до сих пор и в отрасли, и на государственном уровне сохраняются желание и надежда на инвестиции в крупнотоннажную нефтехимию? Чтобы ответить на этот вопрос, надо посмотреть на ситуацию с общеэкономической точки зрения. Как хорошо известно, перед нашей страной стоит задача кратного ускорения экономики относительно нынешних, мягко говоря, умеренных темпов. Один из методов расчета ВВП заключается в суммировании ежегодных расходов на конечное потребление домохозяйств, инвестиций в основной капитал, государственных расходов и чистого экспорта. Трезвая оценка имеющихся потенциалов позволяет рассчитывать только на инвестиции и чистый экспорт. Собственно, именно поэтому об этих сущностях столько разговоров в последнее время.

Исс этих позиций оказывается, что нефтехимическая промышленность — именно то, на что стоит сделать ставку. Во-первых, суммарный экспорт продукции химической промышленности, пластмасс и резины — второй из группы несырьевого экспорта (за исключением секретных разделов) — 6,3% от общего национального экспорта в 2017 году. Во-вторых, химическая промышленность — крупнейший инвестор в основной капитал по группе обрабатывающих производств (2016 год, Росстат). В-третьих, по темпам роста инвестиций (в фактических ценах) химический сектор — абсолютный лидер, нарастивший объемы вложений более чем в 2,6 раза с 2010-го по 2016 год. Не стоит забывать также, что нефтехимия создает одни из самых высокопроизводительных рабочих мест в «обработке» (за счет низкой трудоинтенсивности производств). Конечно, привлекательный характер исторических трендов далеко не гарантирует их сохранения в будущем, но тенденции заслуживают внимания.

Вернемся теперь к вопросу об условиях, необходимых для реализации конкурентных преимуществ, имеющихся у российской нефтехимии (виртуально или в действительности — это отдельный вопрос). Как говорилось выше, низкий в целом темп реализации проектов, заморозка и отказ от части из них свидетельствуют в общем о высоком уровне риска для таких инвестиций на фоне ожидаемой доходности. Как известно, ключевым источником риска для инвестиций в нефтехимии (они определяются стандартной многопроходной имитацией сценариев) являются неопределенность в ожидаемой цене продукции и неопределенность в ожидаемой цене сырья. И если первое прогнозировать точно очень трудно, то второе в высокой степени определяется двумя факторами. Первый — это постоянство правил игры, второй — сложившаяся практика перераспределения акцентов в национальной промышленной политике.

Однако нефтехимия сегодня не может похвастаться наличием системных мер поддержки, в отличие от сельского хозяйства, автопрома или, например, нефтепереработки. При этом

первая отрасль создает весьма умеренную добавленную стоимость и экспортирует продукцию низких переделов (хотя и инвестирует больше химического производства), вторая практически лишена потенциала к развитию без господдержки, мало экспортирует и мало инвестирует (0,7% от валовых вложений в основной капитал), теряя присутствие глобальных игроков, а нефтепереработка в последний год находится в перманентной дискуссии о способности сохранить рентабельность по мере завершения налогового маневра и редукции таможенной субсидии, снижая при этом инвестиции.

В то же время единственная мера поддержки, существующая в отрасли, — отрицательный акциз на нафту и ароматику для химической переработки, — имеет довольно «техническое» происхождение (по истории своего возникновения) и работает, по некоторым оценкам, не на то, искусственно стимулируя переработку жидкого сырья и лишая целесообразности инвестиции в создание перерабатывающей и транспортной инфраструктуры для сырья легкого — этана, ресурсы которого в России больше и надежней на перспективу (в силу значительности ресурсов жирного газа), чем нафты нефтепереработки.

Таким образом, российская нефтехимия сегодня нуждается в переосмыслении подходов к стратегическому планированию отраслевой промышленной политики с акцентом на внимательный анализ конкурентных преимуществ и рисков (в том числе связанных с избыточной дороговизной капитального строительства в отрасли), а также к перераспределению в пользу отрасли акцентов в оказываемой государством поддержке промышленных отраслей (особенно с учетом начавшейся дискуссии об унификации мер поддержки инвестиций и экспорта). Ибо химия и нефтехимия, без особых сомнений, может являться надежным провайдером единственных средств наращивания национального ВВП через инвестиции в основные фонды и экспорт продукции с высокой добавленной стоимостью.

ВЛАДИМИР КАПУСТИН
Заведующий кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н., профессор

ЕЛЕНА ЧЕРНЫШЁВА
Заместитель заведующего кафедрой Технологии переработки нефти по учебной работе, профессор, к.х.н., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

РОМАН ХАКИМОВ
Ассистент кафедры Технологии переработки нефти, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ В РОССИИ

Переработка тяжелого нефтяного сырья сопряжена с проблемами выбора схемы и вариантов его добычи, подготовки и переработки. К наиболее распространенным процессам переработки высоковязких нефтей и тяжелых остатков следует отнести процессы коксования, гидрокрекинга и гидроконверсии на наноразмерных катализаторах. Переработка тяжелых нефтей и нефтяных остатков не может быть осуществлена на какой-либо одной установке или с использованием одной технологии. Эффективными способами переработки тяжелых нефтей являются комплексные схемы их переработки. Наиболее часто используемое сочетание — это гидрогенизационные процессы, процессы коксования и каталитического крекинга.

За последние годы в структуре запасов российского углеводородного сырья существенным образом возросла доля трудноизвлекаемых, в том числе тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов. Добыча такого сырья, несмотря на постоянное развитие технологий, растет значительно медленнее, чем его доля в общем объеме запасов углеводородов.

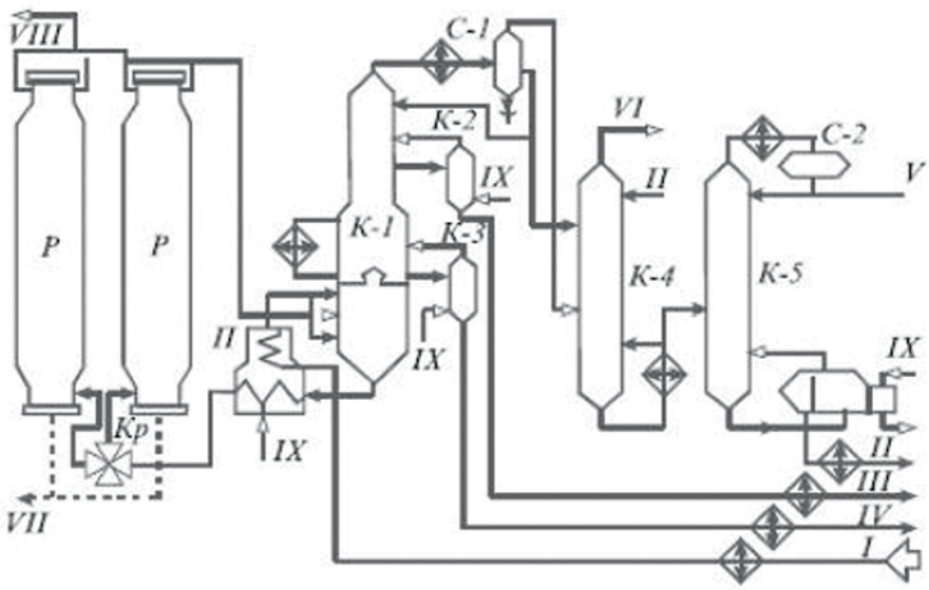
Тяжелые нефти и природные битумы характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, высокими значениями плотности и вязкости, повышенной коксуемостью, что приводит к высокой себестоимости добычи, практически невозможной транспортировке по существующим нефтепроводам и нерентабельной нефтепереработке по классической традиционной схеме. Производство, транспортировка и переработка тяжелых нефтей ставят перед технологами и инженерами особые задачи, по сравнению с аналогичными процессами для легкой сырой нефти[1].

При компаундировании высоковязких смолистых нефтей с более легкими нефтями или нефтяными фракциями возникают проблемы совместимости, приводящие при транспортировке и хранении к расслоению углеводородного сырья и выпадению асфальто-смолистых веществ или к увеличению вязкости системы за счет набухания асфальтенов[2].

Переработка такого сырья также связана с большими трудностями и сводится, как правило, к двум основным вариантам: доведение сырья до свойств, близких к свойствам традиционных нефтей, и вовлечение его в общий сырьевой поток или разработка индивидуальной схемы переработки такого сырья, что сопряжено с высокими капитальными и эксплуатационными затратами.

Наиболее распространенным процессом глубокой переработки нефтяного сырья, в том числе высоковязких нефтей и тяжелых остатков, является процесс замедленного коксования (рис. 1). При невысоких капитальных и эксплуатационных затратах данный процесс позволяет получить дополнительное количество дистиллятных фракций (товарный продукт — кокс нефтяной) и повысить глубину переработки НПЗ. Особенно популярным этот процесс становится в периоды снижения цены на нефтяное сырье. Несмотря на определенные трудности с реализацией высокосернистого низкокачественного кокса, в мире вводятся в эксплуатацию новые установки замедленного коксования. В России в последние годы возрос интерес к процессу коксования. Были запущены в эксплуатацию УЗК на НПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», АО «ТАНЕКО» и АО «Антипинский НПЗ». Это повлияло, в том числе, на снижение доли мазута в продуктовой корзине до 18% в 2017 году и на увеличение глубины переработки нефти в России до 82,0%[3].

Рис. 1. Принципиальная технологическая схема двухблочной установки замедленного коксования



I — сырье, II — стабильный бензин, III — легкий газойль, IV — тяжелый газойль, V — головка стабилизации, VI — сухой газ, VII — кокс, VIII — пары отпарки камер, IX — водяной пар

Альтернативой процессам по выделению углерода являются процессы, связанные с насыщением продукции водородом — гидрогенизационные процессы. На сегодняшний день это самые востребованные технологии для переработки тяжелого остаточного сырья, позволяющие, в отличие от процесса замедленного коксования, получать сразу более качественные продукты. Одним из первых процессов по переработке остаточного и тяжелого сырья была освоена технология гидрокрекинга в стационарном слое катализатора, требующая наличия обязательной предварительной стадии деметаллизации, характеризующаяся невысокими показателями экономической эффективности.

Установки гидрокрекинга в трехфазном кипящем слое, процессы H-Oil, LC-fining, T-Star, предназначены для переработки тяжелых нефтяных остатков (мазутов, гудронов и др.), но в промышленном масштабе были реализованы в небольшом количестве. Это связано с высокими капиталовложениями, большим расходом дорогостоящего катализатора и сложностью поддержания его постоянной активности. Поддержание постоянной активности осуществляется периодическим вводом в систему свежего катализатора и выводом из системы равновесного. Усовершенствование процесса гидрокрекинга H-Oil путем дополнения системы ступенью деметаллизации дает возможность подвергать гидрокрекингу тяжелое сырье с высоким содержанием никеля и ванадия, что было осуществлено в результате исследований фирмы Hydrocarbon Research совместно с фирмой Cities Service[4].

Компания UOP предлагает технологию Uniflex с использованием суспензионного катализатора на основе железа для получения 70–80% масс. жидких дистиллятов, из которых после гидрооблагораживания получают компоненты моторных топлив и сырье для процесса каталитического крекинга.

В России на НПЗ ОАО «ТАИФ НК» в Нижнекамске на стадии ввода в эксплуатацию находится процесс суспензионного гидрокрекинга Veba Combi Cracking (VCC) мощностью 3,7 млн тонн, лицензируемый компанией KBR. Для России это опробование новой, практически инновационной технологии.

К инновационным российским технологиям следует отнести технологию гидроконверсии тяжелых остатков на ультрадисперсных катализаторах (процесс Russian Slurry Hydro conversion), разработанную ИНХС РАН им. А.В. Топчиева и реализуемую в настоящее время на НПЗ АО «ТАНЕКО» в виде опытно-промышленной установки мощностью 50 тыс. тонн в год. В основе технологии гидроконверсии лежит принципиально новый подход к синтезу катализатора, что позволяет кардинально изменить промышленную переработку тяжелого нефтяного сырья. Главная особенность нового подхода — отказ от применения носителей при синтезе катализатора. Наноразмерные частицы катализатора формируются из обращенной эмульсии прекурсора катализатора непосредственно в реакционной среде in situ. Технология гидроконверсии по инициативе технологической платформы «Глубокая переработка углеводородных ресурсов» и при поддержке Минэнерго РФ получила статус национального проекта.

В месте с тем следует отметить, что капитальные затраты на тонну гудрона при переработке тяжелого нефтяного сырья путем использования процесса замедленного коксования, с учетом процессов переработки дистиллята коксования, примерно в два раза ниже, чем при переработке гудрона с использованием гидрогенизационных процессов. Так, например, по усредненным данным, затраты на переработку одной тонны сырья на установке замедленного коксования составляют порядка 12600 руб./тонну, а при использовании процесса Veba Combi Cracking аналогичные затраты составят уже 24100 руб./тонну[5].

Таким образом, в России активно разрабатываются и внедряются, в том числе, и инновационные технологии, направленные на переработку тяжелого нефтяного сырья и получение продукции высокого качества. Российская технология гидроконверсии гудрона является одной из самых эффективных и может решить вопросы переработки тяжелых нефтей и нефтяных остатков в России.

У Успешное внедрение всего спектра рассмотренных технологий в отечественной промышленности возможно только при активном развитии российского инжиниринга и объединении усилий вузов, исследовательских организаций и проектных институтов с компаниями и бизнесом.

Список литературы:
1. James G. Speight, BakiOum. Petroleum refining processes. New York: Marcel Dekker inch. 2002. 695 pages., The Leading Edge, Special Section — Heavy Oil. Vol. 27, No. 8. September, 2008. SocietyofExplorationGeophysicists.
2. O.V. Zaytseva, E.E. Magomadov, Kh.M. Kadiev, E.A.Chernysheva ,V.M. Kapustin, S.N. Khadzhiev A Study of Structural Transformations of Asphaltene Molecules during Hydroconversion of Vacuum Residue at Various Temperatures in the Presence of Nanosized Molybdenum Disulfide Particles. Petroleum Chemistry, 2013, Vol. 53, No. 5, pp. 309–315. © Pleiades Publishing, Ltd., 2013. Original Russian Text , pp. 349–356.
3. Злотников Ю.Л. «Выполнение нефтяными компаниями четырехсторонних соглашений с ФАС России, Ростехнадзором, Росстандартом по производству моторных топлив и модернизации нефтеперерабатывающих производств». Научно-практическая конференция «Актуальные задачи нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса» — Форум «Стратегия объединения», Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 23 ноября 2017 г.
4. https://revolution.allbest.ru/manufacture/00227158_1.html.
5. Капустин В.М. «Основные проблемы в реализации технологий переработки нефтяных остатков в России», Euro Petroleum Consultants, 12-я Конференция и выставка по технологиям переработки нефтяных остатков, ВВТС 2017, Россия, Москва, 5–6 апреля 2017.

ИНХП 1956 технопарк

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ИНСТИТУТ НЕФТЕХИМПЕРЕРАБОТКИ

ИЛЬДАР ХАЙРУДИНОВ
Заместитель директора - директор департамента фундаментальных исследований, д.х.н., профессор, чл. РАЕН. АО «Институт нефтехимпереработки», г. Уфа

АНАТОЛИЙ ТИХОНОВ
Зав. лабораторией оборудования процессов нефтепереработки департамента фундаментальных исследований, к.т.н. АО «Институт нефтехимпереработки», г. Уфа

ТАЛГАТ СУЛТАНОВ
Научный сотрудник департамента фундаментальных исследований АО «Институт нефтехимпереработки», г. Уфа

УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ СЕРНИСТОГО НЕФТЯНОГО ОСТАТКА НА УСТАНОВКЕ ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ

Технология замедленного коксования в схемах НПЗ — это самый надежный и низкоинвестиционный процесс из всех существующих процессов глубокой переработки нефти. Ярким примером этого служит структура нефтепереработки в США, где установки замедленного коксования (УЗК) получили наибольшее применение и составляют более 65% мировых мощностей. Для сравнения: в США доля объема переработки тяжелых остатков с использованием процесса замедленного коксования относительно первичной переработки нефти в пять раз выше, чем в странах СНГ, и в 10 раз выше, чем в России. Соответственно и уровень глубины переработки нефти в США достигает 92–95% против среднего уровня в России 72–75%. Более 70% мощностей коксования в США производят топливный вид кокса, сжигаемый на ТЭЦ[1].

Топливный кокс является побочным продуктом процесса коксования, который образуется в процессе термоконверсии сернистых нефтяных остатков, а дистиллят коксования является хорошим ресурсом для последующего получения после гидрирования дополнительных объемов дизельного топлива, бензинового сырья для каталитического риформинга, газойлевого сырья для каталитического крекинга или гидрокрекинга. Основная цель процесса коксования остатков нефти заключается в получении максимального количества дистиллятных продуктов[2].

По мировому опыту топливный кокс широко используется в энергетике и цементной промышленности. Наиболее перспективным направлением применения топливного кокса, судя по его использованию в США, является получение электроэнергии. Включением в схему НПЗ процесса коксования более эффективно решается задача увеличения глубины переработки нефти.

Важно отметить, что наглядной демонстрацией эффективности процесса коксования является замена им процесса висбрекинга гудрона. Если при переработке гудрона сернистой нефти с использованием висбрекинга глубина переработки нефти составляла на НПЗ АО «ТАНЕКО» 72%[3], то со строительством и освоением УЗК она достигла более 95%.

Лицензионная технология, разработанная АО «Институт нефтехимпереработки» (ИНХП) и реализованная в проекте установки силами ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднинефтепроект», была внедрена на НПЗ АО «ТАНЕКО» в 2015 году. Установка мощностью 2,0 млн тонн в год по сырью предназначалась для переработки вакуумных остатков, получаемых из сернистых нефтей Республики Татарстан. В настоящее время она успешно эксплуатируется.

Рис. 1. Установка замедленного коксования АО «ТАНЕКО» мощностью 2,0 млн.тонн год по сырью

Перспективы изменения сырьевого обеспечения данной УЗК были продемонстрированы циклом исследований АО «ИНХП».
В частности, были наработаны гудроны разных нефтей: девонской, карбоновой и их смеси в соотношении 50:50 и проведены эксперименты по их коксованию (табл. 1).

Табл. 1. Характеристика гудронов, полученных из сернистых нефтей Республики Татарстан

Показатели	Гудрон из смеси девонской и карбоновой нефтей в соотношении 50:50	Гудрон из девонской нефти	Гудрон из карбоновой нефти
1. Плотность при 20°С, кг/м^3	1 029,2	1 019,9	1 041,1
2. Коксуемость, % масс.	23,1	20,9	24,6
3. Содержание серы, %	4,36	2,71	4,93
4. Фракционный состав, % об.			
начало кипения, °С	464	462	472
5% выкипает при	509	505	512
10% выкипает при	523	519	525
5. Температура вспышки, °С	284	288	293

Коксование вышеуказанных гудронов на пилотной кубовой установке АО «ИНХП» позволило спрогнозировать характеристики получаемых продуктов коксования (табл. 2).

Как видно из табл. 2, содержание серы в коксах, получаемых из гудронов девонской, карбоновой нефтей и их смеси в соотношении 50:50, составляет 3,47–4,81%, ванадия 0,07–0,11%, и, следовательно, их можно использовать только как топливный кокс.

В лицензионной технологии для АО «ТАНЕКО» нами было реализовано техническое решение по использованию тяжелого газойля коксования, выводимого из зоны промывки, в качестве разбавителя гудрона — сырья коксования, позволяющего снизить содержание серы во вторичном сырье коксования[4].

В табл. 3 приведены фактические показатели промышленных образцов гудрона, легкого газойля коксования, тяжелого газойля коксования и тяжелого газойля с зоны промывки УЗК АО «ТАНЕКО».

Табл. 2. Характеристика продуктов коксования при переработке различных гудронов

Наименование продукта, показателей качества	Показатели процесса		
	Гудрон из смеси девонской и карбоновой нефтей в соотношении 50:50	Гудрон из девонской нефти	Гудрон из карбоновой нефти
1	2	3	4
Кислый углеводородный газ			
Компонентный состав, % масс.			
водород	0,69	17,27	1,65
сероводород	0,74	8,10	1,62
плотность, кг/м³	0,61	23,78	1,67
Нафта (нестабильный бензин)			
плотность при 20°С, кг/м³	740,5	0,91	76,8
содержание общей серы, %	0,91	0,71	1,16
йодное число, гI2/100мл	76,8	80,6	80,1
Фракционный состав, % об.			
начало кипения, °С	26	25	24
5% выкипает при	60	56	59
50% выкипает при	121	114	127
90% выкипает при	146	143	148
конец кипения, °С	164	157	165
вязкость при 20°С, сСт	0,83	0,81	0,96
Легкий газойль коксования			
плотность при 20°С, кг/м³	854,6	850,1	856,4
содержание общей серы, %	2,36	1,67	2,82
йодное число, гI2/100мл	51,6	57,1	53,1
Фракционный состав, % об.			
начало кипения, °С	162	165	164
5% выкипает при	183	181	182
50% выкипает при	252	257	256
90% выкипает при	309	317	311
конец кипения, °С	325	332	326
температура вспышки, °С	62	64	63
Тяжелый газойль			
плотность при 20°С, кг/м³	944,6	933,8	939,1
коксуемость, % масс.	0,07	0,04	0,09
содержание серы, %	2,64	2,15	3,05
Фракционный состав, % об.			
начало кипения, °С	329	331	328
5% выкипает при	343	339	342
50% выкипает при	376	374	376
90% выкипает при	412	413	417
конец кипения, °С	445	440	456
температура вспышки, °С	145	142	147
Нефтяной кокс			
выход летучих веществ, %	4,5	5,6	5,0
содержание серы, %	4,33	3,47	4,81
содержание ванадия, %	0,09	0,07	0,11
содержание железа, %	0,15	0,13	0,24
содержание кремния, %	0,032	0,032	0,032
содержание никеля, %	0,068	0,055	0,080

Табл. 3. Фактические показатели промышленных образцов гудрона, бензина, легкого газойля, тяжелого газойля-I и тяжелого газойля-II УЗК АО «ТАНЕКО»

Наименование показателя	Гудрон	Бензин	Легкий газойль	Тяжелый газойль-I	Тяжелый газойль-II (с зоны промывки)
Плотность при 20°С, кг/м³	1 014,5	712,5	853,4	944,9	982,7
Содержание серы, % масс.	2,63	0,71	1,93	2,84	3,06
Коксуемость по Конрадсону, % масс	17,9	-	0,02	0,26	2,25

Как видно из табл. 3 тяжелый газойль-II имеет довольно высокую коксуемость — 2,25 %. В зависимости от получаемых объемов тяжелого газойля-II степень его вовлечения в качестве рециркулята (разбавителя) меняется от 4 до 8% на исходное сырье. Это позволяет получать больше тяжелого газойля-I — одного из целевых продуктов коксования, коксуемость которого выдерживается на низком уровне.

В табл. 4 приведены фактические показатели качества промышленного образца нефтяного кокса УЗК АО «ТАНЕКО».

Табл. 4. Фактические показатели качества промышленного образца нефтяного кокса УЗК АО «ТАНЕКО»

Наименование показателя	Значения	
	СТО 78689379-03-2016 марка Б	Фактические
Массовая доля летучих веществ, %	12	8,42
Массовая доля золы, %	0,8	0,29
Массовая доля серы, %	5,0	3,30
Содержание металлов, % вес.		
железо	не норм.	0,003
ванадий	не норм.	0,068
кремний	не норм.	0,019

Как видно из табл. 4, нефтяной кокс, полученный на УЗК АО «ТАНЕКО», после смешения гудрона с разбавителем — тяжелым газойлем коксования, выводимым из зоны промывки, — имеет незначительную массовую долю летучих веществ и серы, но довольно высокое содержание ванадия. Физико-химические показатели кокса отвечают требованиям продукции — кокс нефтяной анодный марки Б, выпускаемый по СТО 78689379-03-2016 АО «ТАНЕКО».

Кроме того, применение разбавителя позволяет улучшить теплообмен в кубе ректификационной колонны и обеспечивает более длительный пробег печей.

Таким образом, реализованная нами на УЗК АО «ТАНЕКО» усовершенствованная технология с использованием разбавителя — тяжелого газойля коксования, выводимого из зоны промывки в количестве 4–8% на исходное сырье, — позволяет снизить содержание серы во вторичном сырье коксования, получить больше тяжелого газойля коксования — целевого продукта коксования, коксуемость которого равна 0,1–0,2%, — и увеличить межремонтный пробег печи.

Наращивание производительности установок замедленного коксования путем сокращения циклов коксования и использования в качестве сырья вакуумных остатков, полученных из сернистых нефтей, неизбежно приводит к повышению количества выбросов вредных веществ в атмосферу и водоемы.

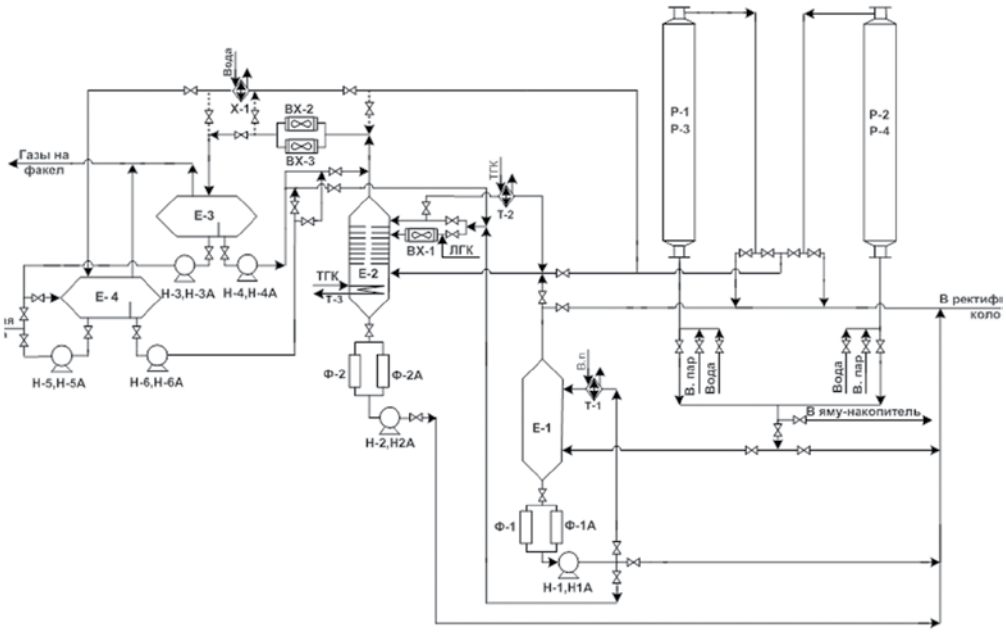
Одними из основных источников потерь нефтепродуктов и загрязнения окружающей среды в процессе замедленного коксования являются технологические операции, связанные с прогревом реакторов, пропаркой и охлаждением кокса водяным паром и водой. Поэтому дополнительным блоком УЗК, нацеленным на снижение потерь нефтепродуктов, является система улавливания вредных выбросов из реакторов коксования.

В составе УЗК АО «ТАНЕКО» нами внедрена усовершенствованная технология улавливания вредных выбросов из реакторов коксования [5]. Технология включает подачу продуктов прогрева реакторов с температурой выше 110°С в емкость прогрева, затем — совместно с продуктами пропарки и охлаждения кокса из реакторов — в абсорбционную колонну. Жидкий нефтепродукт из абсорбционной колонны направляют в основную ректификационную колонну, а парогазовый поток отводят через конденсатор-холодильник в сепаратор для разделения на газ, водяной и углеводородный конденсаты. Продукты прогрева реакторов, а также продукты пропарки и охлаждения кокса из реакторов поступают в абсорбционную колонну с переменной температурой в пределах 240–160°С. После снижения температуры продуктов пропарки и охлаждения кокса ниже 160°С их направляют на разделение на газ, водяной и углеводородный конденсаты в отстойник.

На рис. 2 показана принципиальная схема блока улавливания вредных выбросов из реакторов коксования УЗК АО «ТАНЕКО», реализованная по лицензии АО «ИНХП».

Подача продуктов охлаждения кокса с температурой ниже 160°С в отстойник Е-4 позволяет стабильно работать системе «абсорбционная колонна Е-2 → воздушный холодильник ВХ-2 (ВХ-3) → сепаратор Е-3 → насос Н-4 → абсорбционная колонна Е-2» и избегать обводнения нефтепродукта, поступающего в последнюю, и, как следствие, повысить качество разделения уловленных вредных выбросов из реакторов коксования и улучшить экологические показатели процесса замедленного коксования.

Рис. 2. Принципиальная схема блока улавливания вредных выбросов УЗК АО «ТАНЕКО»



Резюмируя вышеизложенное, отметим, что применение технологии замедленного коксования в схемах НПЗ — это самый надежный и низкоинвестиционный способ из всех существующих способов глубокой переработки остатков нефти. Основная задача при коксовании высокосернистых остатков нефти состоит в получении максимального количества дистиллятных продуктов. Побочным продуктом процесса такого коксования является кокс, который используется в коксохимии, цементной промышленности и при выработке электроэнергии (топливо). Ввод в эксплуатацию УЗК позволил АО «ТАНЕКО» довести глубину переработки нефти на НПЗ до 95 %, а выход светлых нефтепродуктов — до 85,8 %, считая на нефть.

Список литературы:
1. Зюба Б.И., Ефимов В.А. Обоснованность модернизации коксовых производств на Российских НПЗ. Сборник докладов Межотраслевой конференции «Нефтеперерабатывающая и алюминиевая промышленности — развитие сотрудничества, оптимизация связей по поставкам нефтяного кокса» — г. Красноярск, март 2001, С. 94-97.
2. Хайрудинов И.Р., Тихонов А.А., Таушев В.В., Теляшев Э.Г. Современное состояние и перспективы развития термических процессов переработки нефтяного сырья // Уфа: ГУП ИНХП РБ, 2015. С.71-79.
3. Нефтегазовый журнал «Инфо-ТЭК», 2013, №1, С. 72-76.
4.Патент РФ №2206595. Способ замедленного коксования нефтяных остатков / Хайрудинов И.Р., Таушев В.В., Тихонов А.А., Теляшев Э.Г., Железников Н.А., Гаскаров Н.С. // Б.И. — 2003.— №17.
5. Патент РФ №2465302. Способ улавливания вредных выбросов из реакторов коксования / Тихонов А.А., Хайрудинов И.Р., Теляшев Э.Г. // Б.И. — 2012.— №30.

Говорят участники выставки «НЕФТЕГАЗ»

СТАНИСЛАВ ДАНИЛОВ

ведущий инженер ООО «СИНТЕК»

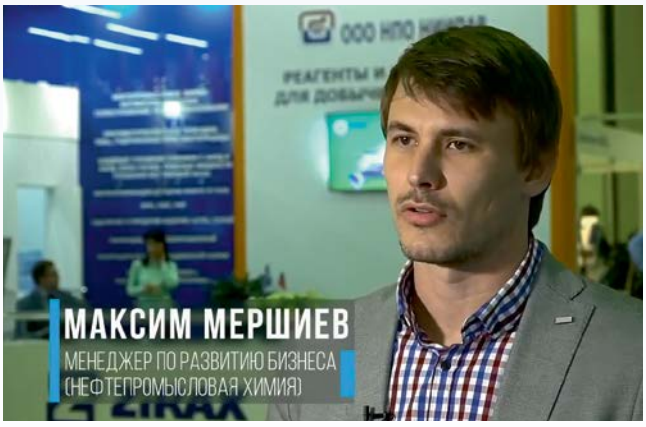
В выставке «Нефтегаз» мы участвуем все последние годы. Эта выставка – знаковое событие для отрасли. Уже сам факт участия в ней говорит о статусе компании. Мы сделали хороший комплексный стенд по всем направлениям нашего холдинга. Один из наших крупнейших заказчиков «АК «Транснефть», у которой на этой выставке вызвали интерес все наши новинки. Были и другие заказчики, в том числе из смежных отраслей. Одних интересовали наши датчики загазованности, других – наше программное обеспечение.

Сервис на выставке был прекрасным. Сама выставка «Нефтегаз», как всегда, прошла на очень высоком уровне. Выставку отличает как ее качественная организация, так и высокий уровень посетителей, отсутствие случайных людей. Возможно, в следующем году увеличим площадь стенда. На нынешнем у нас две закрытых переговорных и одна открытая. Но количество посетителей было такое, что порой не могли сразу принять всех желающих.

ДМИТРИЙ БРАНЧУКОВ

начальник отдела фильтрации ЗАО «ИЦ «Технохим»

Компания «Технохим» на российском рынке представлена давно. Однако в выставках мы начали участвовать относительно недавно. Это связано, прежде всего, с появлением собственного производства фильтрующих элементов по немецкой технологии. И один из инструментов маркетинга – это участие в выставках. Результатом участия в выставке «Нефтегаз» я доволен. Думаю, что будем участвовать и в дальнейшем. У нас были представители заводов, то есть конечные потребители, а также были операторы, те, кто приобретает продукцию на условиях B2B. Мы, как производитель, своих клиентов заинтересовали. Исходя из моего опыта работы на других выставках, могу сказать, что организация выставки «Нефтегаз» была на хорошем уровне, организаторы шли навстречу в выборе стенда, его планировки, размеров, условий оплаты и в других приятных моментах. С ними всегда удавалось найти общий язык. Бесспорно, все это очень ценно и удобно. Также плюс то, что выставочный комплекс находится в центре города. Это дает более широкую возможность выбора отеля, удобство локации, экономит время проезда до выставки и в целом снижает общие затраты. Будем планировать участие в следующем году.



МАКСИМ МЕРШИЕВ

менеджер по развитию бизнеса ООО «ЗИРАКС»

Выставка «Нефтегаз» ежегодное событие, в котором мы принимаем участие. Мы это делаем потому, что видим большую заинтересованность со стороны заказчиков. Выставка – это отличная возможность встретиться и поговорить с ними лично, получить сконцентрированную информацию о нужных клиентах, их потребностях, предложить свои решения в достаточно сжатые сроки. А так просто времени не хватит, чтобы объехать всю территорию нашей страны. Поскольку участвуем не первый год, то ставим конкретные цели, знаем, каких результатов ждать. Мы абсолютно довольны организацией выставки. В ходе деловых контактов здесь мы нашли новых клиентов, укрепили дружбу с уже существующими заказчиками. Ожидания от выставки «Нефтегаз-2018» полностью оправдались.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–17 апреля 2019 г.

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019

15–18 апреля 2019 г.

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019

www.neftegaz-expo.ru

ЭКСПОЦЕНТР