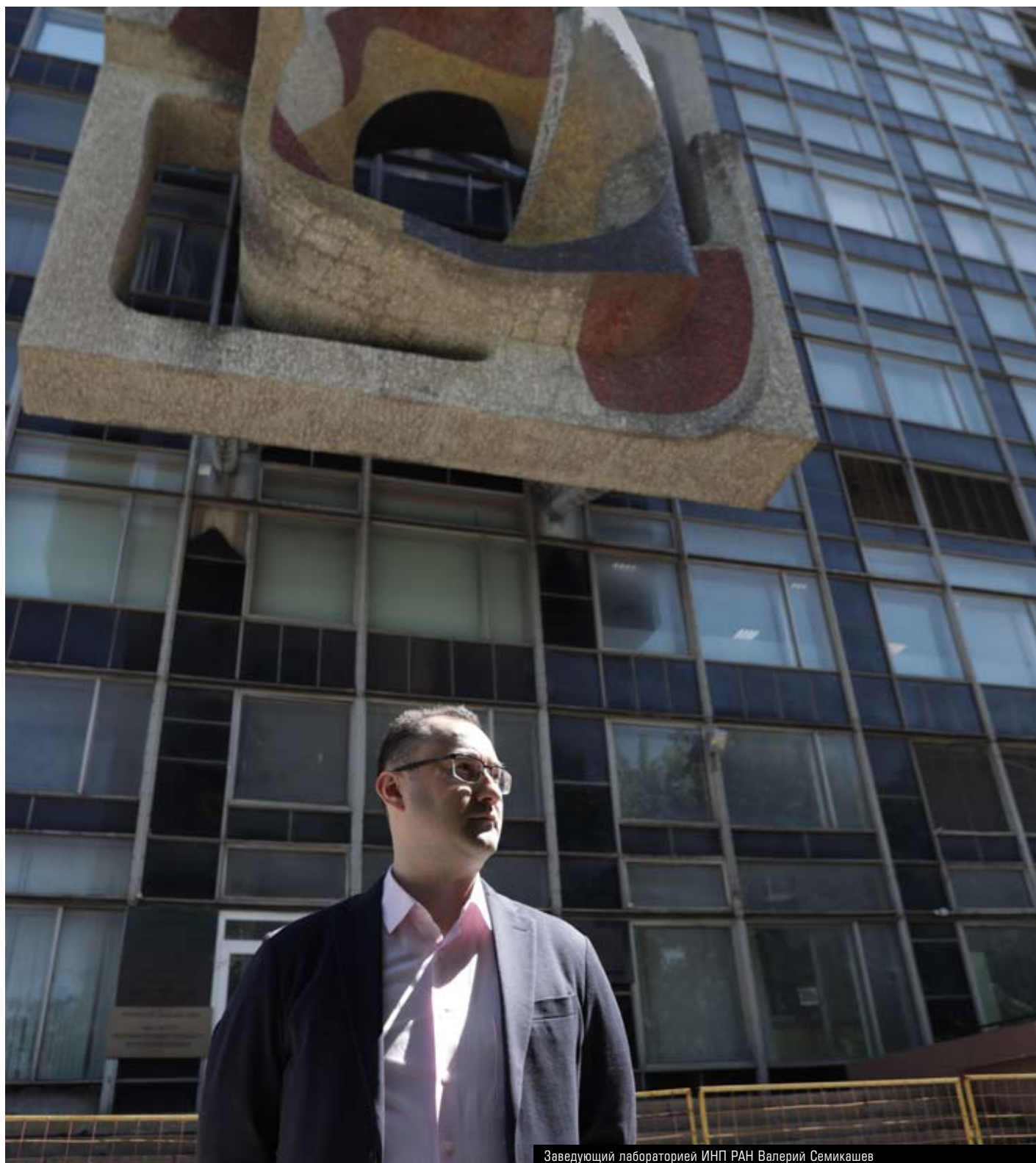


Александр Ивантер

Не терять добычу

Выгодно ли России оставаться в ОПЕК+? Сколько нефти оптимально отправлять на экспорт? Как мотивировать отечественные энергетические компании к сотрудничеству? Свои версии ответов на эти и другие вопросы развития российского ТЭКа дает заведующий лабораторией ИНП РАН Валерий Семикашев



Заведующий лабораторией ИНП РАН Валерий Семикашев

Топливо-энергетический комплекс формирует свыше 18% российского ВВП, поглощает 17% инвестиций, Россия входит в первую тройку поставщиков нефти и газа на мировой рынок. Как развивается российский нефтегаз в условиях жестких ценовых, логистических, финансовых и технологических санкций Запада и какие стратегические задачи стоят перед комплексом? Об этом «Монокпль» рассказал **Валерий Семикашев**, заведующий лабораторией прогнозирования ТЭК Института народнохозяйственного прогнозирования РАН.

— Давайте начнем обсуждение с нефтяной отрасли. Какие ключевые изменения в характеристиках работы российской нефтянки за последние четыре года вы бы отметили?

— Если смотреть только на обобщенные валовые показатели работы отрасли, то потери от санкций относительно невелики. Добыча нефти с учетом газового конденсата, по предварительным оценкам, по итогам 2025 года составит 510–516 миллионов тонн, это всего на два-три процента ниже результата довоенного 2021-го, когда добыча составила 524 миллиона тонн в год.

Санкции привели к значительной переориентации экспортных потоков. Если в 2019 году 60 процентов российской экспортной нефти двигалось по нефтепроводам и шло в танкерах в западные страны, прежде всего в ЕС, то в 2024-м 90 процентов нефтяного экспорта ушло в дружественные страны Востока и Юга, прежде всего в Китай, Индию и Турцию. Однако эта переориентация сопровождалась дисконтами, поэтому маржинальность экспорта значимо снизилась.

Кроме того, мировые спрос и добыча не стояли на месте. Глобальный рынок нефти продолжал расширяться темпом порядка одного процента в год (а мировая экономика — примерно на три процента в год), поэтому наше небольшое сокращение добычи привело к довольно чувствительному сокращению доли России на мировом рынке. За четыре года она снизилась на 0,7 процентного пункта, с 12,4 до 11,7 процента, если использовать данные Energy Institute (исследовательский институт, ранее входивший в состав BP). При этом доля ряда производителей, не входящих в ОПЕК+, быстро увеличивалась. Так, США нарастили свою рыночную долю за этот же период на 2,5 процентного пункта, с 17 до 19,5 процента.

— В какой степени размывание доли России на мировом рынке нефти связано с санкциями? Или наши обязательства в рамках ОПЕК+ более значимый фактор?

— Эффект санкций — потеря части выручки и снижение маржинальности поставок. Эффект участия в соглашении ОПЕК+ — потеря объемов добычи и рыночной доли.

С одной стороны, работа ОПЕК+ позволяла поддерживать более высокий уровень цен на нефть по сравнению с тем, который складывался бы естественным образом, что принесло несколько сотен миллиардов долларов дополнительной выручки. Правда, в основном эти ресурсы «складировались» в ФНБ. С другой стороны, этот более высокий уровень цен позволяет производителям, не скованным какими-либо «клубными» ограничениями, расширять добычу и наращивать рыночную долю.

Поэтому я бы задумался о нашем выходе из ОПЕК+ на горизонте трех-пяти лет либо — и это более предпочтительная альтернатива — в наших интересах лоббировать пересмотр принципов работы картеля. В качестве новой целевой функции стоит предложить использовать объемы добычи стран-участников, чтобы они увеличивались или хотя бы не падали. При этом более низкая равновесная цена ограничит возможности других игроков. Например, в США очень хорошая корреляция между уровнем цен и добычей. Несложно вычислить уровень цены, при котором добыча в США не растет.

— Есть гипотеза, что ОПЕК+ без громких заявлений уже сменил свою политику в прошлом году. Начиная с апреля

картель значительно увеличил целевой объем добычи на фоне профицитного рынка.

— Действительно, в этот период картель ведет себя крайне нетипично. Обычно в периоды низких цен ОПЕК+ сокращал объемы добычи, а сейчас перестал это делать. Насколько это свидетельствует о принципиальной смене политики нефтяного клуба, судить пока трудно. Возможно, это некий тактический ход, обусловленный конъюнктурными обстоятельствами. Например, в Казахстане большие вводы новой добычи, и эти объемы, обеспечены СРП с крупнейшими мировыми мейджорами, поэтому политически сложно не выпустить их на рынок.

Но, в принципе, повторюсь, для России более выигрышна стратегия роста добычи, даже если при этом цена на пару лет уйдет на 50 или даже на 40 долларов за баррель. Ведь большая добыча означает большую экономическую активность в отрасли и в смежных отраслях. В то же время в рамках бюджетного правила практически весь эффект от высоких цен оставался в Фонде национального благосостояния вне пределов реальной экономики, а инвестиционный трансфер из ФНБ в экономику до недавнего времени практически не работал.

Как масштабировать импортозамещение

— Как изменился технологический уровень отрасли, качество разработки месторождений?

— В целом все работает по-старому. Западные нефтесервисные мейджоры, по большому счету, как работали, так и работают в стране, формально сменив название и/или передав активы менеджменту. Часть оборудования успешно замещается, особенно все, что касается IT и цифровизации; часть оборудования и запчастей «затаскивается» через третьи страны, в обход санкций, кое-что удается переселить на китайскую почву.

Наиболее передовые и инновационные разработки по импорту нам перестали быть доступны еще с 2014 году. И кое-что мы начинаем разрабатывать сами. В частности, «Газпром нефть» еще два года назад испытала оригинальную опытную установку для гидроразрыва пласта, которая позволяет серьезно интенсифицировать добычу. Но с тех пор ничего не слышно о налаживании серийного выпуска этой установки, в том числе на продажу другим российским компаниям.

— Почему не масштабируется производство нового оборудования?

— Отсутствует единый отраслевой заказ на ключевое оборудование. Нефтегазовые компании — очень крупные субъекты российской экономики, обладают значительной экономической властью. Каждая компания имеет внутренние департаменты по разработке и не делится полученными результатами. Нет такого, чтобы компании собрались, сели и договорились об объединении усилий, разделении труда, выработке единых стандартов.

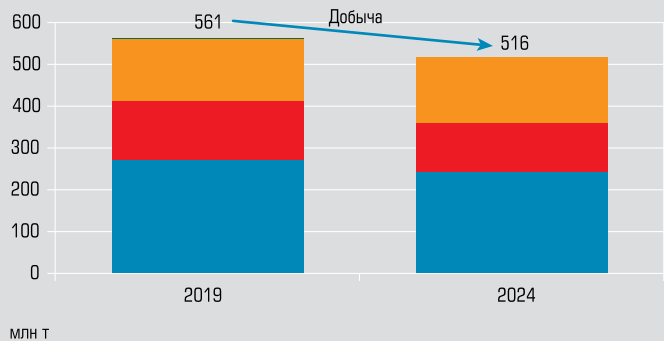
— Ключевые слова «сели-договорились».

— Именно! Все большие начальники. Без воздействия со стороны государства они этого не сделают. В качестве такого приглашения к сотрудничеству государство могло бы поиграть уровнем налоговой нагрузки на компании. Ведь пока что — и это еще одна примечательная особенность минувших с начала СВО четырех лет — произошедшее в нефтяной отрасли снижение маржинальности почувствовал бюджет, а не нефтяные компании, так как были предприняты определенные налоговые послабления.

Я бы предложил ввести налоговый вычет для компаний, которые замещают иностранное оборудование на отечественное. Но сделать это для небольшого списка ключевого оборудования с обоснованием уровня импортозамещения, чтобы не происходило поставок китайского оборудования под российским шильдиком.

Рост внутреннего потребления нефти не вполне компенсировал сокращение экспорта, что привело к сокращению добычи

График 1



■ Экспорт нефти ■ Экспорт нефтепродуктов
■ Внутреннее потребление нефтепродуктов ■ Изменение запасов, потери, прочее

Источники: Минэнерго России, Energy Institute

Сколько нефти оставить дома

— Доля экспорта в добыче нефти сегодня в России находится в диапазоне 45–50 процентов добычи. Как вы оцениваете эту пропорцию? Она завышена, занижена, более или менее адекватна нашей экономике?

— С учетом продуктов нефтепереработки на внешний рынок уходит до 60–65 процентов добытой нами нефти. Я не считаю эту долю завышенной. Потребить больше продуктов переработки нефти наша страна не в состоянии. А эффективно по мировым меркам производить нефть мы можем существенно больше потребляемого объема. Почему бы не зарабатывать на экспорте?

— Но если мы будем развивать цепочки переработки нефти внутри страны, то с учетом задействования смежных отраслей и разработки новых технологий мы на круг заработаем больше.

— На самом деле таких цепочек переработки потенциальных совсем немного. По большому счету речь идет о нефтехимии. Но нефтехимией мы сейчас активно занимаемся. И тоже делаем в нефтехимии гораздо больше, чем может переварить собственная экономика, тоже под экспорт.

— Внутренний рынок нефтегазохимии маленький ровно потому, что мы его не развиваем. Обивку кресел и ковровлин в вагонах создаваемого сейчас в России высокоскоростного поезда собираемся покупать в Китае. А это все продукты углеводородного происхождения. Может быть, мы создадим свое производство ковровлина, и тогда 60 процентов экспорта нефти перестанут казаться оптимальной пропорцией?

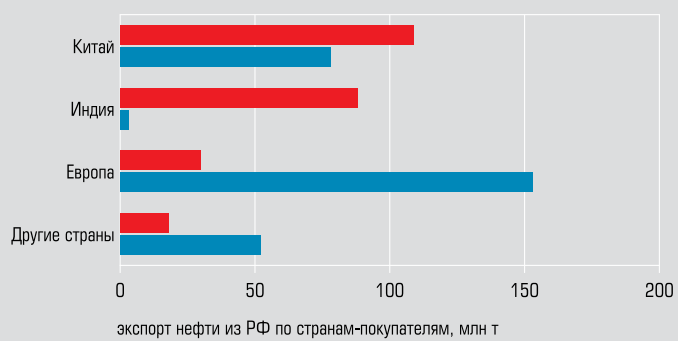
— Давайте создадим. Я же не против. Но никто не создает. И понятно почему. Чем более специфический продукт, тем больше инвестиций в расчете на выпуск единицы продукции требуется вложить. Если рынок продукции, условно, миллиард рублей, а объем требуемых инвестиций — десять миллиардов, то срок окупаемости такого проекта будет автоматически очень длинным, даже если внутренняя норма рентабельности положительная. Такие проекты интересны в логике развития на десятилетия. Так наш бизнес пока не думает.

— Какова пропорция между добычей и экспортом в других крупнейших нефтедобывающих странах?

— Навскидку не скажу. Скажу только, что такие пропорции как объект макроуправления никто толком не отслеживает. Они складываются в разных странах по-разному в зависимости от специфических местных обстоятельств. Большая часть стран ОПЕК имеет более высокую, чем Россия, долю экспорта. Но и в Канаде, и даже в США, которые с некоторых пор стали чистым экспортером, если учитывать экспорт нефтепродуктов, есть экспорт. Более того, ряд стран без добычи нефти занимаются экспортом — Япония, Южная Корея, Сингапур экспортируют

После начала СВО Россия перенаправила экспорт нефти с Запада на Восток

График 2



■ 2024 ■ 2019

Источники: Минэнерго России, Energy Institute

избытки нефтепродуктов, так как имеют хорошие НПЗ, которые производят ряд продуктов в избытке.

Более актуальной мне представляется проблема модернизации отечественных нефтеперерабатывающих заводов. Ранее инвестиции в модернизацию НПЗ были частью налогового маневра в нефтяной отрасли (перераспределение налогов между добычей и переработкой, между экспортом и внутренним рынком) и четырехсторонних соглашений. Инвестиции, которые осуществлялись в НПЗ нашими ВИНками в последние годы, имели весьма специфическую экономику, важнейшей подпоркой которой является демпфер (обратный акциз) — фактически бюджетная субсидия от государства. Это и кривой способ регулирования внутренних цен на моторное топливо, и плохие условия для инвестиций в нефтепереработку.

— Посыл стратегически правильный. В стране-нефтеэкспортере должны быть низкие цены на моторное топливо.

— Внутренние цены на топливо всегда и везде регулируются государством через налоги. У нас доля налогов в цене составляет 65 процентов. В других странах колоссальный разброс — от отрицательных значений до 150–200 процентов.

Цена топлива — важнейший фактор себестоимости транспортных услуг и принятия решений о выборе техники. Например, я считаю вполне допустимым, что наши новые самолеты на первых порах будут не такими эффективными по топливу, как зарубежные аналоги. Но за счет снижения акциза мы можем добиться вполне конкурентоспособной цены авиакеросина (а это треть в цене авиаперелета), что позволит обеспечить достаточную себестоимость авиаперевозок без дотирования тарифа.

Как разбудить ТРИЗы

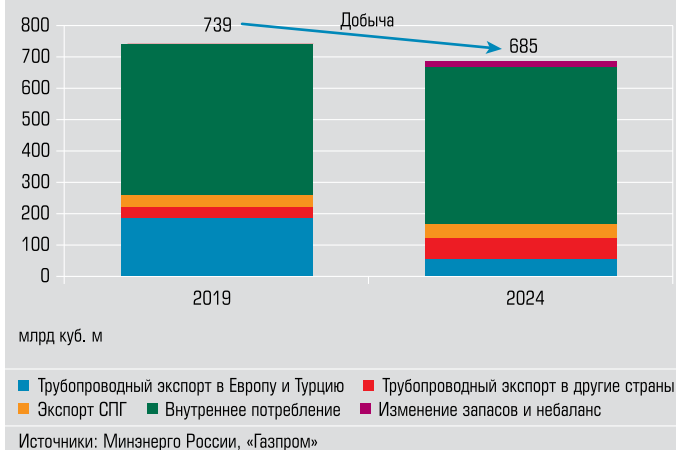
— Стратегия развития отрасли в добыче — интенсификация старых или разработка новых месторождений?

— Оба пути важны. У нас большая часть всех запасов нефти находится в старых регионах — на Кавказе, в Поволжье и Западной Сибири. Но там ухудшаются условия добычи — остались мелкие, более сложные в разработке месторождения. У них выше операционные затраты, но зато значительная часть капитальных затрат, связанных с развитием инфраструктуры месторождений (дорог, баз снабжения, систем сбора и транспортировки нефти и так далее), уже окупилась. И в этих регионах можно развивать технологии, направленные на увеличение отдачи пласта.

Новые направления важны тем, что там много месторождений качественной нефти, и это крупные месторождения сами по себе, но их разработка требует высоких капексов в развитии инфраструктуры. Кроме того, у них более дорогая логистика.

Потерю европейского рынка трубопроводного газа не удалось целиком компенсировать, что транслировалось в снижение добычи

График 3



Развитие этих двух направлений позволит иметь гибкость в развитии нефтяной отрасли, что особенно важно в условиях высокой неопределенности (геополитические и санкционные риски, пик потребления нефти и переход на электромобили, разделение мира на торговые зоны и прочее).

— **Что происходит с геологоразведкой? Обеспечивается ли воспроизводство сырьевой базы отрасли?**

— С сырьевой базой с точки зрения формального воспроизводства проблем нет. Но происходит постепенное ухудшение структуры запасов. Растет доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В рамках обсуждения Энергостратегии-2050 давались оценки, что большая часть запасов уже относится к ТРИЗам. И эта доля будет расти и в запасах, и добыче, то есть придется добывать более дорогую нефть.

Уже сейчас объем оплаты НДПИ составляет порядка 80–85 процентов от расчетного — за счет различных вычетов, которые привязаны к сложности разработки месторождений. Увеличение доли ТРИЗов будет увеличивать этот вычет. И здесь можно искать оптимумы, например, льготировать добычу ТРИЗов при внедрении отечественных инновационных технологий. В этом случае сокращение прямых налогов от нефти компенсируется загрузкой машиностроительных предприятий и ростом коэффициента извлечения нефти действующих месторождений (сейчас он в среднем по отрасли составляет около 30 процентов).

В любом случае ухудшение качества запасов без внедрения новых технологий будет снижать поступления от нефти.

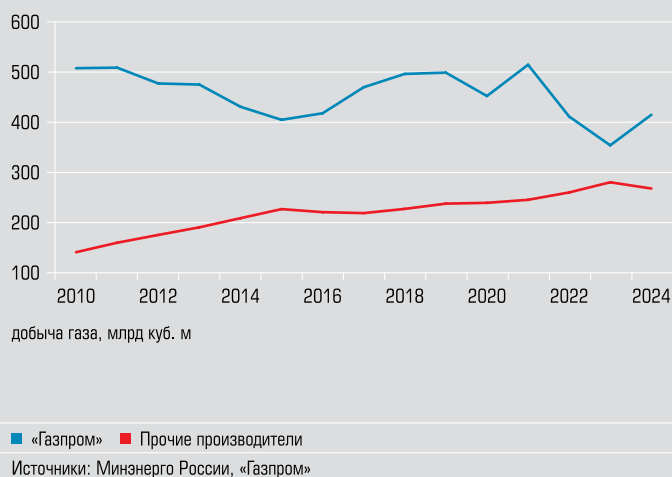
Газ: 100 миллиардов кубов свободных мощностей

— **В газовой отрасли ситуация, насколько можно судить, более драматична. Потерю европейского рынка не удалось компенсировать другими направлениями экспорта и добыча газа просела довольно сильно?**

— Если сопоставить объемы поставок российского трубопроводного газа в Европу и Турцию в пиковом доковидном 2019 году и оценки этих объемов по итогам 2024 года, то потери в натуре составляют 130 миллиардов кубометров. На других экспортных направлениях поставок трубопроводного газа удалось пока компенсировать около 30 миллиардов кубометров, самый значимый прирост, 28 миллиардов кубов, дал Китай за счет вывода на проектную мощность магистрального газопровода «Сила Сибири». Начались поставки в страны Центральной Азии за счет запуска в реверсном режиме трубопровода Средняя Азия — Центр (САЦ), который в советское время поставлял газ из Туркменистана и Узбекистана в европейскую часть России. Еще почти на 10 миллиардов кубометров удалось

Основное бремя снижения добычи газа испытал «Газпром»

График 4



нарастить экспорт сжиженного газа. Внутреннее потребление, в первую очередь за счет развития газификации регионов и роста потребления газа в отечественной газохимической отрасли, дало прирост в размере 20–30 миллиардов кубометров.

Как видно из приведенных цифр, полностью компенсировать отказ Европы от нашего трубного газа не удалось — снижение добычи в 2024 году по отношению к 2019-му оценивается в 65 миллиардов кубометров, или на 7–8 процентов. При этом подавляющая часть спада добычи пришлась на «Газпром», который выступил демпфером в этом вопросе.

За 2025 год официальных данных еще нет, но, по предварительным оценкам, произошло сокращение добычи на 2–2,5 процента — сказался погодный фактор и сокращение экспорта, как по трубопроводам в европейском направлении, так и из-за сложностей с экспортом СПГ — влияние санкций.

— **Снижение добычи «Газпрома» — как это происходило? Консервация скважин? Насколько дорого и сложно будет запустить их снова, если экономика позволит?**

— У «Газпрома» была развилка — поддерживать в рабочем состоянии незагруженные мощности, неся расходы на их содержание в ожидании восстановления уровня добычи, или закрыть их все или хотя бы часть, снизив текущие издержки. В итоге было принято решение не глушить скважины.

Сегодня и «Газпрому, и отрасли в целом предстоит решить непростую задачу: загрузить избыточные мощности (порядка 100 миллиардов кубометров), нарастить менее доходный, в сравнении с утраченным европейским, экспорт, и сделать это все предстоит в условиях ограниченного доступа к технологиям и финансам.

Перспективными для экспорта рынками являются страны Центральной Азии. Нарастают поставки в Узбекистан и Казахстан. Согласно договоренностям между странами, после модернизации транзитной инфраструктуры объемы поставок в Узбекистан увеличатся до 11 миллиардов кубометров к 2027 году, в Казахстан — до 12 миллиардов кубометров к 2028 году. А по итогам 2025-го, по заявлению «Газпрома», поставки в этом направлении увеличились на 20 процентов, но точные цифры не называются.

По нашим прогнозным расчетам, к 2030 году экспорт газа из РФ составит от 200 миллиардов кубометров в низком сценарии до 258 миллиардов в высоком (напомним, факт 2019 года — 260 миллиардов кубометров). Но надо понимать, что маржинальность экспорта газа в Центральную Азию и в Китай значительно уступает поставкам в Европу. Контрактные формульные цены здесь традиционно ниже, чем те, которые ранее формировались на европейском спотовом рынке. Таким образом, доля экспорта в выручке газовой отрасли значительно снижается в обоих

Крупные инвестиционные проекты в газовой отрасли

Проект	Мощность (млрд куб. м)	Начало строительства / ввод в эксплуатацию	Инвестиции, (трлн руб.)
Магистральный газопровод «Сила Сибири — 2» (2700 км по территории России, всего 4000 км)	50	2026–2028 / 2031–2035	2,0
Магистральный газопровод Белогорск — Хабаровск (828 км)	10–15	2024/2027	0,3–0,4
Магистральный газопровод Волхов — Мурманск (более 1400 км)	40	2025/2031	0,5–0,6
Магистральный газопровод для соединения западной и восточной систем газоснабжения*	30–50	2035**	0,4–0,5
Магистральный газопровод Россия — Казахстан (около 1000 км)	10	2026/2029**	0,35–0,45
Арктик СПГ — 2 (3-я очередь)	27 (9)	2028-2030***	0,8–1,0
Мурманский СПГ	28,2	2027/2032	2,6–2,8
Газоперерабатывающий комплекс Усть-Луга (уровень готовности на конец 2025 г. 70%)	45	2021 / 2027–2028	5
Газификация регионов	до 25	2030–2035	1,8
Итого			13,8–14,6 трлн руб.
* Около 1000 км от окончания ЕСГ в Кемеровской области до Иркутской области, где начинается «Сила Сибири — 1», или соединения от Сила Сибири-2 до западной и восточной частей ЕСГ. ** Официально сроки еще не названы либо отсутствует окончательное инвестиционное решение. *** Сроки ввода третьей линии перенесены на 2028 год, но, вероятно, сдвинутся на 2030 год. Источник: составлено М. С. Гайворонской, В. В. Семикашевым (ИНП РАН)			

прогнозных сценариях — до 44% в низком сценарии и до 60% в высоком сценарии против 71% в 2021 году.

Прощай, дешевый газ?

— Таким образом, финансы «Газпрома» находятся под двойным ударом — некомпенсированная потеря экспортной выручки от европейских поставок, с одной стороны, и вынужденные расходы на поддержание в рабочем состоянии неиспользуемых мощностей — с другой. Насколько остра ситуация и как ее разгрузить?

— Наши расчеты показывают, что может сложиться ситуация, когда свободный денежный поток в отрасли в ближайшие пять лет сократится до 2,2–2,7 триллиона рублей в год и этого окажется недостаточно для реализации всех начатых в отрасли инвестиционных проектов (см. таблицу. — «Монокль»). В этом случае потребуются секвестр отраслевой инвестпрограммы, а значит, необходимо предварительное эшелонирование проектов по срочности.

Самый простой способ преодолеть затруднительное финансовое положение отрасли — ускоренный рост внутренних тарифов на природный газ и его транспортировку. И процесс уже пошел.

Кстати говоря, благодаря этому, а также вследствие введения повышающих коэффициентов к НДС на газ, повышенной ставки налога на прибыль бюджет «не заметил» драматических событий, произошедших в отрасли за последние годы: объемы поступлений от газовой отрасли сохранились на доковидном уровне — порядка семи процентов доходов казны.

Отчасти такой подход можно считать оправданным. Газовики несколько десятилетий держали за счет экспортных сверхдоходов относительно низкие внутренние цены на газ, фактически дотируя промышленность и население, теперь ситуация кардинально изменилась. Однако вместе с ростом цен на газ стоит провести некоторую оптимизацию внутри газовой отрасли и в смежных отраслях.

Точно надо задействовать потенциал повышения цен для газоемких экспортных производств, таких как металлургия и химическая промышленность. Для потребителей из этих отраслей можно предложить более гибкие механизмы ценообразования, а именно увязать внутренние цены на газ с конъюнктурой мировых цен на их продукцию. В периоды высоких мировых цен на металлы, пластики и удобрения компании могли бы осуществлять дополнительные платежи газовой отрасли (или в бюджет/ФНБ), а в периоды низкой конъюнктуры получать

скидки от газовиков, когда цена приближается к текущему уровню внутренних цен для промпотребителей.

Так или иначе, внутренний рынок должен перестать быть для «Газпрома» дотируемым направлением, а стать прибыльным бизнесом. Конечно, последнее невозможно без жесткого наведения порядка в самом концерне — оптимизации и четкого контроля расходов. Что в условиях тотальной непрозрачности компании обеспечить, мягко говоря, непросто. Да и компания не торопится повышать свою прозрачность.

Еще одно направление, которое может принести дополнительные доходы, — при экспорте природного газа предлагать российское оборудование для его использования. Давая скидки или экспортируя с меньшей рентабельностью, надо настойчиво предлагать покупателям отечественные технологические решения по использованию газа — большие и средние газовые турбины (правда, наши машиностроители пока только осваивают их производство), газовые турбины малой мощности, газопоршневые установки, газовые котлы и плиты, газобаллонное оборудование для автомобилей. Это сложная задача, но как возможность повысить доходы от экспорта газа ее можно и нужно ставить. В итоге российская экономика, получая меньшие доходы от экспорта газа, компенсирует это увеличением производства и экспорта промышленного оборудования.

Иначе нас вытесняют в сегмент поставок газа для относительно бедных стран, что формирует низкие цены на российский экспорт. Но этот газ потом используется вместе с западными или китайскими технологиями, и маржа уходит уже в другие страны.

Важно также усилить взаимодействие между крупнейшими отечественными нефтегазовыми компаниями. У кого-то больше финансов, кто-то владеет технологиями (например, «НоваТЭК» имеет оригинальные технологии в сфере СПГ), кто-то — ресурсами (избыточные мощности «Газпрома» или рентабельные запасы других компаний). Координация отечественных компаний в работе над новыми проектами с целью распределения рисков и инвестиционной нагрузки может значительно улучшить экономику проектов. Например, в проекте «Мурманский СПГ» есть резервы повышения координации между «Газпромом» и «НоваТЭКом». Дальнейшая разработка нефтегазовых ресурсов сахалинского шельфа требует эффективной координации в общегосударственных интересах «Газпрома» и «Роснефти», о чем недавно писал Андрей Конопляник в вашем журнале (см. статью «Девять «Сахалинов» или один?», № 49 за 2025 год. — «Монокль»).