****

**Российский союз промышленников и предпринимателей**

***О КЛЮЧЕВЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ ПОЛИТИКИ***

***В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ***

***(Обзор основных предложений в связи с подготовкой проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года)***

*Москва – октябрь 2015*

Содержание

[Введение 4](#_Toc431474216)

[Общие замечания к структуре и базовым положениям проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года 6](#_Toc431474217)

[*Нефтяная отрасль* 9](#_Toc431474218)

[*Газовая отрасль* 10](#_Toc431474219)

[*Электро- и теплоэнергетика* 11](#_Toc431474220)

[*Потенциал возобновляемой энергетики* 15](#_Toc431474221)

[Эффективность корпоративной структуры российского нефтегазового рынка, уровня конкуренции и направлений развития 17](#_Toc431474222)

[*Тенденции развития организационной структуры в нефтяной отрасли* 17](#_Toc431474223)

[*Тенденции развития организационной структуры в газовой отрасли* 19](#_Toc431474314)

[Оценка мер государственного стимулирования повышения коэффициента извлечения нефти: соотношение технологически возможного и реально достигаемого КИН 21](#_Toc431474315)

[Тарифная политика инфраструктурных монополий: результативность практики «ручного» сдерживания тарифов 23](#_Toc431474316)

[Налоговая нагрузка в нефтегазовом секторе: в поисках эффективности 25](#_Toc431474317)

[*Основные выводы* 25](#_Toc431474318)

[*Налоги и налоговое бремя* 26](#_Toc431474319)

[Рыночные позиции нефтедобывающих стран 28](#_Toc431474320)

[Налоговая нагрузка в экономике 29](#_Toc431474321)

[Международная практика налогообложения нефтяного сектора 34](#_Toc431474322)

[Российская практика: налоговый маневр 47](#_Toc431474323)

[Российская практика: перераспределение налоговой нагрузки 53](#_Toc431474324)

[Альтернативное использование налоговых ресурсов в отрасли 54](#_Toc431474325)

[Негативные вызовы, связанные с изменениями на мировых рынках нефти и газа 58](#_Toc431474326)

[*Ценообразование и проблемы прогнозирования* 58](#_Toc431474327)

[Текущий этап эволюции ценообразования на газ на международных рынках 60](#_Toc431474328)

[Проблемы прогнозирования мировых цен на нефть на международных рынках 62](#_Toc431474329)

[Новые поставщики 64](#_Toc431474330)

[Изменение структуры мирового предложения нефти по странам 64](#_Toc431474331)

[Изменение структуры мирового предложения газа по странам 66](#_Toc431474332)

[Динамика экспортоориентированных проектов 68](#_Toc431474333)

[*Соотношение прироста мировой добычи нефти к приросту мирового экспорта нефти* 68](#_Toc431474334)

[*Соотношение прироста мировой добычи газа к приросту мирового экспорта газа* 68](#_Toc431474335)

[Динамика мировых капитальных вложений в добычу нефти и газа 68](#_Toc431474336)

[Избыточное предложение и сокращение потребности в энергоресурсах 69](#_Toc431474337)

[*Текущие изменения, происходящие в динамике мирового спроса на нефть* 69](#_Toc431474338)

[*Текущие изменения, происходящие в динамике мирового спроса на газ* 71](#_Toc431474339)

[*Текущее состояние и перспективы превышения мирового предложения нефти и газа над спросом* 72](#_Toc431474340)

# Введение

Экономическая турбулентность стала непременной спутницей разработки и принятия Энергетических стратегий России. Так было в 2008-2009 годах, так случилось в 2014-2015 годах, такую ситуацию осторожно ждут в 2020-2021 годах. Множество противоречивых политико-экономических прогнозов создают ментальную панику на том уровне мышления, на котором разработка стратегии в принципе может оказаться бесполезным занятием.

ТЭК России вносит значительный вклад в социально-экономическое развитие страны. Доля ТЭК в инвестициях в основной капитал и в структуре доходов федерального бюджета составляет около одной трети, а в российском экспорте (в стоимостном выражении) – около 70 процентов. Вклад ТЭК в ВВП страны составляет 25–26 процентов при доле занятых в ТЭК в 3,7 процента от общей численности занятого в экономике населения. Россия экспортирует почти половину производимой первичной энергии.

Список вызовов, стоящих перед российским энергетическим сектором, составлен давно. С годами меняется их масштаб и приоритетность, но адекватные ответы по-прежнему подбираются с трудом. И находить их становится все сложнее. Слишком велико значение энергетического сектора для экономики России и слишком малым видится поле для маневров. Имеющиеся проблемы зачастую не поддаются даже однозначной интерпретации, не говоря уже о нахождении компромиссов и наилучших ответов.

Государственные решения приобретают точечный характер и больше преследуют тактические, конъюнктурные цели, нежели стратегические. Да и сами стратегические цели при их все-таки наличии весьма часто упускаются из виду, оставаясь декларативными тезисами, имеющими мало общего с реальной государственной политикой.

Россия является безусловным мировым лидером по совокупности своих энергетических ресурсов. Но быть лидером – это не только почетно, но и ответственно. Ответственно, в первую очередь, перед гражданами страны, которые делегировали право распоряжения природными ресурсами государству, и перед бизнесом, который государство на оговоренных условиях привлекает для производства энергоресурсов в сырьевой экономике.

Получается, что государство постоянно находится перед необходимостью решения противоречивых задач – с одной стороны, как поощрять бизнес без ущерба для общественных интересов и, с другой стороны, как добиться более эффективного с позиций общества ведения бизнеса, не ухудшая условий его ведения. А это не может не порождать некий конфликт, пусть даже скрытый и неявный, ряд перекосов, пусть даже под благовидным предлогом, например, «обеспечения обороны страны и безопасности государства».

Но, в конечном счете, эти вопросы и ответы на них, выход на траекторию сотрудничества и доверия находятся в плоскости институциональной среды, складывающейся в энергетическом секторе страны, - насколько она сбалансирована и адекватна. Насколько она благоприятна для качественного развития.

Заявленный в сегодняшней государственной повестке вопрос с Энергостратегией России до 2035 года требует для начала ответов именно с точки зрения создания качественно новой модели развития энергетического сектора, лишенной институциональных дисбалансов и перекосов, а уж потом с точки зрения не поддающейся, как показала практика, прогнозированию цены на нефть.

Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года, подготовленный Министерством энергетики Российской Федерации, в целом отличается упорядоченной структурой, емкостью и концентрированностью положений, последовательностью и относительной ясностью изложения. В  документе нашли отражение отдельные мнения экспертной общественности, предложения компаний ТЭК, обозначена проблематика и возможные решения для перехода энергетического сектора страны на более высокий, качественно новый уровень.

РСПП поддерживает стремление Минэнерго России к публичному обсуждению проекта Энергостратегии в целях максимально возможного учета мнений заинтересованных сторон: не только регуляторов в лице федеральных органов исполнительной власти, принимающих управленческие решения, но и объектов регулирования – компаний различных форм собственности.

Отмечая, что после доработки в августе – сентябре 2015 года в проекте Энергостратегии учтена часть пожеланий бизнес-сообщества (необходимость развития конкуренции, снятие необоснованных ограничений для инвестиций и др.), РСПП считает одним из важнейших вопросов наличие доверия государственному документу планирования. Например, недавние события отчетливо продемонстрировали, что не для всех «стратегический тезис» о стабильных и предсказуемых условиях налогового режима имеет одинаковое значение. Так, содержание проекта стратегии о том, что «изъятие природной ренты должно осуществляться без ущерба финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности отраслей и эффективных компаний ТЭК» фактически дезавуировано прозвучавшими предложениями Минфина России о новых параметрах расчета НДПИ и экспортных пошлин, предполагающих изъятие дополнительно 1,6 трлн рублей у компаний в 2016-2018 годах.

В этой связи возникают закономерные вопросы. Как бизнесу относиться к написанному в стратегии? Разве только как к «декларации намерений»?

В настоящем обзоре представлены обобщенные замечания к проекту Энергостратегии-2035, поступившие от компаний – членов РСПП, а также предложения по вызывающим наиболее активную дискуссию вопросам – особенностям прогнозирования мировых энергетических рынков, высокой волатильности цен на нефть и оптимальному налоговому окружению нефтегазового сектора, призванного обеспечивать бюджетную стабильность и сбалансированность и в очередном горизонте государственного планирования.

# Общие замечания к структуре и базовым положениям проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года

Предложенный вариант проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года (далее – ЭС-2035, Энергетическая стратегия, Стратегия) принципиально отличается от действующей Энергетической стратегии (утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 №1715-р) отсутствием детальных индикативных балансов развития отраслей ТЭК.

В отраслевых подразделах, посвященных нефтяной и газовой промышленности, предельно коротко изложены текущие тенденции, вызовы и проблемы развития обеих отраслей, отраслевые задачи и отдельные меры, направленные на решение данных задач. При этом в перечне мер смешаны меры государственного регулирования, инвестиционные проекты отраслевых компаний и эффективность НИОКР.

Общим недостатком обоих подразделов, как и в целом анализа развития нефтяной и газовой отраслей в ЭС-2035, является отсутствие целостности изложения, включая неясность целевой модели развития, а также взаимосвязи выявленных проблем, задач и мер государственного регулирования. Можно предположить, что системность изложения в данном случае стала жертвой его лаконичности.

Отрывочный, несистемный характер материалов, посвященных развитию нефтяной и газовой отраслей в ЭС-2035, требует повышенного внимания к разрабатываемым сегодня проектам Генеральных схем развития нефтяной и газовой отраслей. В сложившихся условиях Генеральные схемы вынуждены взять на себя нехарактерную для них ранее роль – отраслевых стратегий развития, восполняя лакуны ЭС-2035.

Стратегия развития топливно-энергетического комплекса должна быть взаимоувязана с развитием смежных отраслей и комплексов. Рассматривать Энергостратегию без увязки со стратегией развития машиностроительного и транспортного комплекса, металлургии и др. отраслей некорректно ввиду наличия тесных технологических связей. Так, заявленное в ЭС-2035 создание новых центров угледобычи в Республике Саха (Якутия), Республике Тыва, Забайкальском крае и других регионах Сибири и Дальнего Востока, способных обеспечить рост экспорта угля не менее чем на треть в страны АТР, должно быть обеспечено необходимой железнодорожной инфраструктурой в регионах угледобычи.

Проект ЭС-2035 в полной мере не отражает инфраструктурный характер топливно-энергетического комплекса и его влияние на промышленность и социальную сферу России:

* отсутствуют цели и задачи энергетики по обеспечению ускоренного преодоления кризисных явлений в экономики страны;
* не ставится задач по поддержке отечественной промышленности со стороны энергетики;
* сохраняется доминирующая экспортная ориентация энергетики;
* прогнозируемая динамика цен противоположна существующей в мире динамике цен на энергоносители (цены на нефть и природный газ падают, а внутренние цены на бензин и электроэнергию будут расти);
* задача по снижению цен государственных монополий (услуги по передаче электроэнергии и транспорту нефти и газа) не обсуждается;
* задачи по решению существующих проблем энергетики, обеспечивающие повышение эффективности (ликвидация перекрестного субсидирования, реформирование рынка электроэнергии и мощности, изменение принципов ценообразования, обновление мощностей и т.д.), перенесены на «послекризисный» второй этап – после 2020 г.

Необходимо обозначить роль государства в качестве основного инвестора в отраслевые проекты, которые отличаются большой длительностью реализации и низкой доходностью, в том числе для целей ликвидации межтерриториального и перекрестного субсидирования. Одной из приоритетных задач Стратегии является стимулирование развития территории Восточной Сибири и Дальнего Востока, как регионов с высоким экспортным потенциалом, за счет роста числа энергопромышленных комплексов. Для достижения поставленных задач на указанных территориях требуется строительство новых крупных генерирующих и сетевых объектов. При этом источники инвестиций для реализации поставленных целей в Стратегии не определены. На сегодняшний день в федеральных органах исполнительной власти обсуждаются предложения по компенсации инвест.тарифа для энергокомпаний, функционирующих на территории Дальнего Востока, за счет роста цены в первой и второй ценовых зонах оптового рынка. Введение данной нормы напрямую противоречит ЭС-2035 в части ликвидации межтерриториального и перекрестного субсидирования в электроэнергетике, наличие которого в настоящий момент рассматривается в качестве одного из факторов торможения промышленного роста в стране.

Одним из ключевых показателей Стратегии является прогноз роста спроса на электроэнергию. Несмотря на озвученные в Стратегии планы по глобальной организации энергосбережения во всех секторах экономики, прогнозируется рост внутреннего потребления электроэнергии на 36 %. При этом прогнозирование потребления на долгосрочный период сопряжено с большим количеством неопределенностей и рисков. На сегодняшний день оплата порядка 20 ГВт избыточной мощности дополнительным финансовым бременем лежит на потребителях в связи с ошибкой прогноза роста спроса на электроэнергию, сделанного в период реформирования электроэнергетики.

Негативная динамика состояния мировых рынков, наблюдаемая в последние месяцы, оказывает серьезное и долгосрочное влияние на состояние российской экономики, эти тенденции не были в полной мере учтены в Основных показателях базового прогноза Минэкономразвития (письмо от 10.06.2015 № 15339-АВ\ДОЗи), используемого в ЭС-2035. В связи с этим основные положения ЭС-2035 могут стать несостоятельными уже в ближайшие год - два. Целесообразно предусмотреть в проекте ЭС-2035 возможность учета указанных изменений и корректировки ЭС-2035 в 2017-2018 годах.

Предложенное в проекте деление на этапы реализации ЭС-2035 не сбалансировано по срокам и наполнению. Для первого, 4-летнего этапа реализации стратегии в период 2016 – 2020 гг. предлагается инертный подход, выполнение уже имеющихся планов и проектов, отсутствие новых инициатив и мероприятий и как результат - незначительное изменение целевых показателей относительно текущего состояния. Гораздо более продуктивным этапом проекта ЭС-2035, согласно проекту, является второй, 15-летний этап ее реализации в период с 2020 по 2035 год. При этом динамика достижения целевых показателей стратегии имеет экспоненциальный характер, наиболее продуктивный период реализации ЭС-2035 - это пятилетка в период с 2030 по 2035 год. Но именно завершающий и наиболее продуктивный этап не наполнен содержанием и описанием механизмов достижения целевых показателей. Это снижает практическую ценность документа как для целей планирования стратегии развития предприятий ТЭК, так и с точки зрения реализации государственной политики в данной сфере. Целесообразно выделить дополнительный этап реализации стратегии в 2025 году, задать показатели для этой отметки и конкретизировать мероприятия и механизмы их достижения.

Первой стратегической инициативой в проекте ЭС-2035 является существенное повышение энергетической эффективности экономики и энергосбережения. Но в проекте ЭС‑2035 отсутствует имеющаяся оценка потенциала повышения энергоэффективности в различных секторах экономики, что не позволяет учитывать указанную стратегическую инициативу в качестве приоритета в других отраслевых и региональных документах. Так, наиболее существенным потенциалом экономии энергоресурсов в абсолютном выражении к 2020 году обладает электроэнергетика (42 млн тут.), жилищная сфера (22 млн тут), бюджетная сфера и сфера услуг (21 млн тут), использование углеводородов (21 млн тут).

В ЭС-2035 целесообразно отразить стратегическую задачу по развитию и стимулированию внедрения передовых технологий и инновационных технических решений, востребованных топливно-энергетическим комплексом, в том числе путем развития инфраструктуры инжиниринговых центров и отраслевых экспериментальных площадок. В целях совершенствования существующих механизмов внедрения инновационных технологий и современных материалов в ТЭК, предлагается развивать собственную отрасль прямых инвестиций в ТЭК, путем создания венчурных и отраслевых фондов с привлечением институтов развития, средств государственных и частных компаний и других институциональных инвесторов. Включение таких мер в ЭС-2035 позволит обеспечить устойчивое развитие национальной инновационной системы в сфере энергетики и решение приоритетных государственных задач по модернизации и инновационному развитию энергетических компаний.

В условиях сложившейся в настоящее время конъюнктуры особого внимания заслуживают Программа стандартизации в нефтегазовом комплексе на период до 2020 г. и Программа по стандартизации в сфере импортозамещения, реализация которых позволит повысить конкурентоспособность отечественной промышленной продукции, а также создать дополнительные возможности для ее доступа на зарубежные рынки. Проведение данных работ требует расширения участия компаний нефтегазового комплекса в разработке национальных, межгосударственных и международных стандартов. Одновременно необходимо дальнейшее качественное изменение структуры нормативной технической базы ТЭК, при этом целесообразно установить индикатор обновления на уровне 8%.

# *Нефтяная отрасль*

Отсутствие системного подхода хорошо иллюстрирует выбор и порядок отраслевых задач в нефтяной отрасли. Очевидно, что указанные задачи должны отражать то, ради чего работает нефтяная промышленность (обеспечение внутреннего спроса на нефтепродукты надлежащего ассортимента и качества, наполнение государственного бюджета, создание мультипликативного эффекта для экономики путем осуществления заказов на оказание услуг и поставку оборудования и пр.). Но всего этого в ЭС-2035 нет.

Учитывая, что ЭС-2035 излагает государственное видение развития ТЭК, основанное, прежде всего, на его значении для общего развития экономики России, отсутствие ясной взаимосвязи между отраслевыми задачами и макроэкономической ролью нефтяной и газовой отраслей, следует признать существенным недостатком документа.

Предложенные задачи носят сугубо технический характер, отражая индикативные показатели, результирующие прогнозный баланс развития отрасли. При этом сам баланс не включен в ЭС-2035. Количественные показатели, предложенные в ЭС-2035, не имеют ясной связи с остальным текстом и существуют сами по себе.

В частности, в качестве первой задачи в ЭС-2035 выделена «стабильная ежегодная добыча нефти с газовым конденсатом на уровне 525 млн т с обеспечением возможности ее увеличения при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков». Не оспаривая саму задачу, нельзя не отметить, что из контекста ЭС-2035 неясно, почему для государства так важна стабилизация добычи жидких углеводородов и будет ли такая величина добычи экономически эффективной. Здесь хотелось бы видеть задачу, отражающую не только и, может быть, даже не столько количественную величину, сколько повышение эффективности и долгосрочной устойчивости добычи нефти.

Не вполне ясно, как в ЭС-2035 планируется осуществлять задачу, связанную с ростом экспорта жидких углеводородов, учитывая, что в документе намечена стабилизация добычи нефти и рост внутреннего потребления нефтепродуктов, что даже в условиях увеличения глубины переработки нефти с 72% до 90%, вряд ли позволяет нарастить суммарный экспорт нефти и нефтепродуктов.

На этом фоне в ЭС-2035 не нашли ясного отражения некоторые вопросы, принципиально значимые для развития нефтяной отрасли России:

* направления и механизмы восполнения минерально-сырьевой базы;
* перспективы расширения доступа отечественных нефтегазовых компаний к разведке и разработке ресурсов континентального шельфа России;
* влияние на перспективы развития отрасли снижения мировых цен на нефть, финансовых и технологических санкций зарубежных стран, и механизмы преодоления их возможных последствий;
* ожидаемые результаты «Большого налогового маневра», направления и сроки изменения его базовых параметров после 2017 года;
* целесообразность проведения пилотных проектов по использованию налогообложения добычи нефти на базе налога на дополнительных доход (НДД).

Для нефтяных компаний особую угрозу представляют финансовые санкции стран, которые фактически закрыли доступ российских компаний к западному рынку капитала. Как следствие, в отрасли существует острейшая проблема поиска источников инвестиций, что отражается на инвестрограммах компаний, которые оптимизируют за счет отказа или переноса сроков реализации многих перспективных проектов в отрасли.

Секторальные технологические санкции, введенные в 2014 г. со стороны ЕС, США и ряда других развитых стран против нефтегазовой отрасли России, при их сохранении в среднесрочной перспективе и недостаточных масштабах работ в части импортозамещения по формированию собственных мощностей и технологий могут иметь существенные последствия для технологического развития российской нефтяной отрасли. Наибольшее количество импортного оборудования, затронутого санкциями, используется в добыче углеводородного сырья, особенно на континентальном шельфе, где зависимость от импорта превышает 80%.

Особую тревогу вызывает риск дальнейшего распространения таких санкций на конкретные нефтегазовые проекты на территории РФ (первый опыт применения таких «точечных» санкций – запрет США на поставки в Россию технологий и оборудования для разработки Южно-Киринского месторождения ОАО «Газпром»).

Падение цен на нефть и финансовые санкции формируют неблагоприятные условия для инвестиционной активности российских нефтегазовых компаний. Ожидается, что в валютном эквиваленте капиталовложения российских компаний в 2015 году, по сравнению с 2014 г. снизятся на 15-30% (в зависимости от компании).

В целом в ЭС-2035 отсутствует целостное, сбалансированное видение долгосрочного развития государственной налоговой и таможенно-тарифной политики, как и других направлений государственного регулирования нефтяной отрасли, хотя именно изменение государственного регулирования является наиболее существенным и чувствительным вопросом государственного энергетического стратегирования для хозяйствующих субъектов.

# *Газовая отрасль*

По сравнению с нефтяной отраслью, целеполагание ЭС-2035 в части газовой отрасли выглядит более сбалансированным, однако и здесь предложенные задачи отражают не столько стратегию, сколько тактику развития отрасли.

Приведенные в ЭС-2035 количественные показатели развития газовой отрасли предусматривают ускоренный рост добычи, переработки и экспорта газа. Нельзя не отметить, что такое целеполагание, при всей своей правильности, вступает в явное противоречие с тенденциями и вызовами развития газовой отрасли, выявленными в самой ЭС-2035. При этом в ЭС-2035 отсутствует связующее звено между текущим положением вещей и поставленными задачами – вызовы, задачи и меры связаны между собой еще в меньшей степени, чем в нефтяной отрасли.

Основной проблемой текста ЭС-2035, посвященного газовой отрасли, является размытость и внутренняя противоречивость целевой модели отраслевого развития. С одной стороны, заявляется о «формировании конкурентного внутреннего рынка газа с перспективой полной его либерализации», с другой стороны, подчеркивается сохранение существующей полноты функций ПАО «Газпром». Это же характерно и для ценообразования: после 2020/2021 г. (на втором этапе реализации ЭС-2035) намечен «переход к рыночным механизмам ценообразования с дальнейшей внутренней либерализацией внутренних цен на газ», однако, что подразумевается под указанной либерализацией и какими мерами ее планируется проводить, далее не раскрывается. При этом подразумевается, что либерализация должна привести к заметному росту внутренних цен на газ, поскольку она призвана обеспечить «увеличение инвестиционных ресурсов нефтегазовых компаний, устранение диспропорций внутренних цен на основные виды топлива и развитие межтопливной конкуренции» (с. 20). Однако в условиях избыточных добывающих мощностей отмена регулирования цен, поставляемого ПАО «Газпром» и аффилированными с ним лицами, может привести к снижению как отпускных цен ПАО «Газпром», так и, как следствие, цен, формируемых на организованных торгах газом. Такой сценарий, очевидно, должен быть учтен в ЭС-2035.

Размытость целевой модели, по всей видимости, является следствием неопределенности в ЭС-2035 организационной конфигурации газовой отрасли: неясно, какие хозяйствующие субъекты (естественные монополии, ВИНК, независимые крупные газовые компании или малый и средний бизнес) должны, с точки зрения государства, обеспечить амбициозные задачи по увеличению добычи газа и его переработки внутри России. Как и в случае с нефтяной отраслью, ничего не говорится о роли иностранных компаний, в том числе подрядных, в разведке, добыче и переработке газа.

Из размытости целевой модели, в свою очередь, проистекает несбалансированная этапность развития отрасли. В частности, из контекста ЭС-2035 невозможно понять, почему столь актуальный вопрос, как предоставление доступа независимым поставщикам газа к единому каналу экспорта трубопроводного газа, отнесет только на второй этап реализации ЭС-2035.

# *Электро- и теплоэнергетика*

Относительно наибольшее число замечаний вызывают разделы, посвященные электро- и теплоэнергетике. РСПП обобщил и представил в Министерство энергетики поступившие предложения с тем, чтобы еще раз оценить обоснованность беспокойства участников рынка.

Оценки и прогнозы темпов прироста энергопотребления в проекте Энергетической стратегии в среднесрочной перспективе явно завышены (оптимистичны), что может исказить потребность в новых генерирующих мощностях и модернизации существующих.

Проект Энергетической стратегии предусматривает переход к качественно новому укладу ТЭК со значительным снижением таких ключевых показателей как энергоемкость (на 37%) и электроемкость (на 28%) к 2035 году. Федеральный Закон от 28 июня 2014 г. №172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» предусматривает масштабное развитие индустриального сектора за счет развития отечественного тяжелого машиностроения и сельского хозяйства. В связи с чем, скорее всего, будет наблюдаться обратный тренд - рост энергоемкости и электроемкости экономики. Россия не идет по пути развития постиндустриального общества, как это делают страны Западной Европы, поэтому коэффициенты энергосбережения в России не могут совпадать с аналогичными показателями в Евросоюзе (к примеру, уровень энергоемкости и электроемкости США и Китая остается в несколько раз выше, чем в странах Западной Европы).

В Стратегии должен быть четко определен структурный вектор дальнейшего развития электроэнергетического комплекса в России: основа на централизованное или на локальное распределенное энергоснабжение. ЭС-2035 не дает четкого понимания приоритетов дальнейшего развития электроэнергетического комплекса. Так, значительное внимание уделено развитию распределенной генерации и ВИЭ. С другой стороны, из стратегии следует, что приоритетное развитие ТЭК должно быть обеспечено строительством крупных энергоблоков и магистральных сетей, в том числе для целей расширения ЕЭС России. При этом понимания, как планируется сочетать развитие распределенной генерации, ВИЭ и централизованной энергетики в условиях ограничения платежеспособного спроса в Стратегии не изложено.

В ЭС-2035 устанавливается существенное изменение баланса производства и потребления электрической энергии по источникам выработки с увеличением доли выработки АЭС и ВИЭ. Аргументация для таких изменений требует дополнительной проработки и обсуждения. В тексте не приводится анализ возможных рисков реализации данного подхода.

В первый период запланировано неоправданное резкое наращивание объема выработки электроэнергии на ГЭС на 12% и АЭС на 7% на фоне пониженного прогноза роста спроса на электроэнергию до 4-5% к 2020 г. В тот же период производство электроэнергии на ТЭС запланировано на уровне 2015 г. (что на 5,6% ниже уровня 2012 г.) при сохранении взятых в процессе приватизации обязательств по ДПМ. Реализация подобных планов приведет к резкому понижению КИУМ тепловых станций, использованию ТЭС в основном в режиме балансировки энергосистемы, что снизит эффективность загрузки оборудования, негативно отразится на ценах на электроэнергию, затруднит возврат инвестиций в новое строительство и понизит привлекательность отрасли для инвесторов. Не оправдан ввод новых блоков Ленинградской АЭС-2 ранее 2025 г., поскольку новая Киришская ГРЭС (ОГК-2), расположенная в том же регионе, простаивает большую часть года из-за профицита мощностей в зоне свободного перетока «Северо-Запад». В условиях отсутствия системных решений по выводу АЭС ввод новых атомных станций до 2020 г. ничем не обоснован. Необходимо прямо увязать сроки вводов со сроками выводов АЭС в первый период действия Энергетической стратегии.

Представляется целесообразным сохранить долю тепловой генерации в объеме выработки электроэнергии до 2020 г. и к 2035 г., поскольку прослеживается четкая корреляция между развитием топливных, транспортных и электроэнергетических компаний. Закрытие ряда тепловых станций приведет к мультипликативному эффекту, как, например, при выводе мощностей Череповецкой ГРЭС (ОГК-2) ряд угледобывающих компаний региона могут потерять не только обороты, но и бизнес в целом.

Ключевым и, фактически, единственным мероприятием, предлагаемым в проекте ЭС‑2035 для совершенствования тарифного регулирования и ценообразования в сфере теплоснабжения, является переход к установлению предельного уровня цены на тепловую энергию с применением метода «альтернативной котельной» с использованием формулы, включающей технико-экономические параметры альтернативной котельной с учетом региональных особенностей. Методология ценообразования на основе полных затрат на новое строительство теплоисточника смещает баланс интересов от потребителя в пользу производителя тепла. При этом использование расчета затрат на базе одной технологии (котельная) с более низким КПД предлагается использовать для установления цены для объектов когенерации, где КПД в 1,5 – 2 раза выше, а издержки на производство тепла существенно ниже. Таким образом, ценообразование по методу «альтернативной котельной» для объектов когенерации будет способствовать получению дополнительной доходности.

Создание на локальных рынках тепла единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), предлагаемое в рамках изменения модели тарифообразования в теплоснабжении, создает угрозу монополизации теплоснабжения, так как конкурирующие небольшие эффективные производители тепла будут выдавлены из централизованной системы (прекратят работу или изолируют своих потребителей) и в итоге перестанут влиять на ценообразование.

С учетом климатических особенностей России необходимо дополнительно обосновать целесообразность масштабного ввода ВИЭ (в 9-14 раз), конкурентоспособность которой находится под вопросом. Более того, использование ВИЭ без соответствующего объема накопителей неэффективно из-за низкого КИУМ (10-25%). Данные опасения подтверждаются в проекте Стратегии, что приведет в конечном итоге к перераспределению инвестиций между секторами: «Объем капиталовложений в возобновляемые источники энергии итогового периода прогнозируется в 5-7 раз выше базового уровня. При этом доля возобновляемых источников энергии в общем объеме капиталовложений в сферы энергоснабжения увеличится с 4% до 10-12%». ВИЭ развивается в странах с дефицитом природных ресурсов и благоприятными климатическими условиями для ветровой и солнечной генерации.

Проект Энергостратегии предусматривает, что «…В электроэнергетике объем необходимых капиталовложений итогового периода превысит базовый уровень более чем на 50%. При этом в структуре капиталовложений в электроэнергетику доля ТЭС увеличится на 3-5 п.п. (с 33 до 35-37%), доля АЭС вырастет на 2-5 п.п., доля ГЭС и НВИЭ не изменится, а доля сетей сократится на 6 п.п.» Сокращение доли сетей в объеме капитальных затрат могло бы быть еще больше, учитывая текущий уровень капитальных затрат и долю сетевой составляющей в цене на электроэнергии.

Вопросы модернизации теплоэнергетики в проекте Стратегии не нашли комплексного и всестороннего отражения. Отсутствует анализ текущего состояния парка энергооборудования и перспектив его изменения в горизонте планирования. В настоящее время и в среднесрочной перспективе рыночная ситуация не дает возможности проведения полноценной модернизации и реновации генерирующего оборудования, ЭС-2035 не содержит конкретных мероприятий, направленных на улучшение сложившейся ситуации.

ЭС-2035 не содержит мер по исполнению требования Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоэнергетике» в части полного запрета открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) с 1 января 2022 года путем запрета подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства потребителей к таким системам для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения. Соответственно, не определены источники финансирования по переводу существующих открытых схемы теплоснабжения в закрытые.

ЭС-2035 не содержит мер, направленных на повышение платежной дисциплины потребителей с целью прекращения роста задолженности за энергоресурсы и нормализации текущих расчетов. Между тем, накопившиеся просроченные долги и их непрекращающий рост в условиях экономического кризиса становятся серьезным препятствием для притока инвестиций в отрасль.

Стратегией необходимо предусмотреть разработку и принятие нормативных актов поддержки развития распределенной генерации:

- в сфере ценообразования на услуги по передаче электрической энергии: закрепить механизм, позволяющий потребителям, присоединенным к объектам малой генерации, оплачивать услуги по передаче электроэнергии с учетом фактического использования сетей в процессе ее получения, а также оплачивать в необходимом объеме резервирование мощности электрической сети на случай прерывания электроснабжения от объектов малой генерации;

- в сфере участия малой генерации на рынках электрической энергии предоставить объектам малой генерации право выбора по участию на оптовом или розничных рынках без ограничений по установленной мощности энергообъектов.

Индикаторами реализации ЭС-2035 предусмотрено снижение уровня эмиссии парниковых газов (в процентах к 1990 году): 1-й этап (2020 год) <71%, 2-й этап (2035 год) <75%. Эти показатели жестче, чем принятые Указом Президента РФ от 30.09.2013 № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов», согласно которым необходимо обеспечить сокращение объема выбросов парниковых газов к 2020 году до уровня не более 75%. Индикаторами реализации ЭС-2035 также предусмотрено снижение удельных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сброса загрязненных сточных вод в водоемы, образования отходов предприятиями энергетического сектора (в процентах к 2014 году): 1-й этап >25, 2-й этап>50. Для достижения индикаторов, установленных проектом Стратегии, потребуются значительные инвестиционные вложения. Заявленные цели представляются труднодостижимыми, так в настоящее время в условиях санкций не решен вопрос по импортозамещению оборудования для перехода на технологии, соответствующие лучшим мировым стандартам, а имеющаяся отечественная научно-техническая база и производственные мощности не способны решить поставленные задачи.

Не предусмотрены экономические механизмы, за счет которых будут реализованы прогнозные показатели, увеличены затраты на экологическую безопасность. Затраты на внедрение экологически эффективных технологий и расходы по предотвращению и ликвидации экологического вреда будут возложены на предприятия – природопользователи, что повлечет за собой экономические и социальные последствия.

Таким образом, среди наиболее распространенных предложений к проекту ЭС-2035, затрагивающих вопросы электро- и теплоэнергетики, направленных компаниями – членами РСПП, выделяются следующие:

- необходимость на первом этапе реализации Энергетической стратегии – до 2020 г. внесения изменений в модель рынка электроэнергии, обеспечивающих формирование рыночного ценообразования;

- поэтапная ликвидация механизма перекрестного субсидирования;

- утверждение параметров долгосрочного регулирования сетевых организаций с учетом необходимости стимулирования модернизации электрических сетей;

- пересмотр приоритетов развития генерирующих мощностей – отказ от реализации чрезвычайно дорогостоящих и длительных проектов строительства ГЭС и АЭС в пользу модернизации и развития и тепловой генерации;

- пересмотр инвестиционных программ ПАО «Россети» с целью их сокращения для доведения уровня сетевой составляющей в стоимости электроэнергии для конечного потребителя до общемирового уровня 15-20%;

- в сфере ценообразования на услуги по передаче электрической энергии: закрепление механизма, позволяющего потребителям, присоединенным к объектам малой генерации, оплачивать услуги по передаче электроэнергии с учетом фактического использования сетей в процессе ее получения, а также оплачивать в необходимом объеме резервирование мощности электрической сети на случай прерывания электроснабжения от объектов малой генерации;

- в сфере участия малой генерации на рынках электрической энергии: предоставление объектам малой генерации права выбора по участию на оптовом или розничных рынках без ограничений по установленной мощности энергообъектов.

# *Потенциал возобновляемой энергетики*

В условиях структурных изменений в энергосистемах ведущих потребителей углеводородов с учетом развития использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) существует значительный риск замещения потребления углеводородных ресурсов возобновляемой энергетикой в объемах, превышающих объем экспорта указанных ресурсов со стороны Российской Федерации, что неизбежно влечет за собой усиление конкуренции на сырьевом рынке. В проекте Энергетической стратегии указанный риск рассматривается только в связи с вероятным внедрением прорывных технологий использования ВИЭ без учета текущих трендов, подтверждаемых ведущими мировыми экспертными организациями, в том числе Международным энергетическим агентством (МЭА), Международным агентством по возобновляемой энергетике (IEA), агентством Bloomberg New Energy Finance, ведущими национальными и международными исследовательскими институтами, а именно:

* более 2/3 инвестиций в мировую электроэнергетику в период до 2040 года в размере 8 трлн. долл. США составят инвестиции в ВИЭ с наибольшей долей солнечной энергетики.
* большая часть инвестиций в ВИЭ будет осуществлена в странах азиатского региона, являющихся крупнейшими потребителями углеводородного сырья (Индия, Китай и др.).
* более половины всех новых вводов генерирующих мощностей будет составлять генерация на основе использования ВИЭ. В ведущих странах этот показатель будет еще выше. Например, в Китае доля вводов ВИЭ составит более 70% от всех новых вводов генерации, а в странах ЕС – до 90%.
* в Китае до 2035 года будет введено 740 ГВт солнечных электростанций (СЭС) и 645 ГВт ветроэлектростанций (ВЭС), в США и ЕС - 900 ГВт СЭС и 500 ГВт ВЭС.

По предварительным расчетам, требующим дополнительной оценки в рамках доработки стратегии, развитие возобновляемой энергетики, приведет к замещению выработки примерно 11 400 / 5 800 млрд. кВтч (с учетом ГЭС / без учета ГЭС) в период до 2035 года, что в переводе на газовый эквивалент приведет к вытеснению 1 425 / 725 млрд. кубометров газа с рынка или 42% / 21% от его мировой добычи в 2013 году. Сопутствующий тренд развития электромобилей за тот же период выведет из потребления около 900 млрд. литров бензина ежегодно, что составляет 12,65 млрд. баррелей нефти или 47% от мировой добычи нефти в 2013 году.

В проекте Энергетической стратегии среди факторов, сдерживающих развитие использования генерации на основе ВИЭ, указана ее высокая стоимость и, соответственно, низкая экономическая эффективность. В то же время, за последние годы конкурентоспособность возобновляемой энергетики значительно повысилась. Особенно это касается солнечной энергетики, бурное развитие которой в последние 5 лет привело к тому, что отрасль во многих странах уже не нуждается в государственных субсидиях для развития – как в случае распределенной генерации с учетом растущих розничных цен на электроэнергию, так и крупных электростанций, конкурирующих с газовой и угольной генерацией в рамках конкурсов на заключение долгосрочных договоров поставки электроэнергии.

Как было отмечено выше, с учетом климатических, географических и иных особенностей России следует рассмотреть наиболее вероятный сценарий развития возобновляемой энергетики и, соответственно, возможность ее существенного влияния на структуру топливно-энергетического баланса в стране.

# Эффективность корпоративной структуры российского нефтегазового рынка, уровня конкуренции и направлений развития

# *Тенденции развития организационной структуры в нефтяной отрасли*

Организационная структура нефтяной отрасли в целом сохраняет основные черты, сложившиеся в ходе ее реформирования в 1990-е гг.: доминирование ВИНК во всех сегментах отрасли, за исключением розничной реализации нефтепродуктов на АЗС, выделение в независимый естественно-монопольной сегмент транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводов с государственным регулированием тарифообразования на его услуги. Ценообразование на оптовом рынке нефти, а также оптовом и розничном рынках нефтепродуктов остается рыночным, и настраивается государством только по средством налогового и таможенно-тарифного регулирования. Все хозяйствующие субъекты имеют возможность свободно поставлять нефть и нефтепродукты на экспорт по рыночным ценам.

За счет относительной стабилизации или даже снижения добычи нефти большинством ВИНК по итогам 2014 г. доля независимых производителей нефти в суммарной добычи нефти в России практически вернулась на уровень 2000 г., составив 10,4% против 6,3% в 2010 году. Препятствием для роста доли независимых производителей является олигопольный характер отрасли, при котором шесть крупнейших ВИНК контролируют основные месторождения нефти и почти всю нефтепереработку.

Несмотря на выраженно негативный геополитический и макроэкономический фон, в России сохраняется также и высокая доля присутствия иностранного капитала в добыче нефти, однако преимущественно в виде стратегических или портфельных инвестиций в акции российских ВИНК, а не прямых инвестиций в добывающие активы. Совокупная доля иностранных инвестиций в акционерном капитале ВИНК составляет на сегодняшний день 26%. В общем случае доля иностранного капитала оценивалась как объем депонированных ADR/GDR (депозитарных расписок) по отношению к общему количеству акций. В случае ОАО «НК «Роснефть» учтена также доля BP Russian Investments Limited в капитале компании. Доля иностранного капитала в ОАО «Газпром нефть» определялась с учетом доли иностранного капитала в материнском обществе - ПАО «Газпром» (контролирует 95,68% ОАО «Газпром нефть»).

Ярко выраженной тенденцией развития организационной структуры нефтяной отрасли в 2004-2013 гг. было поступательное огосударствление за счет активных сделок слияний и поглощений со стороны компаний с контрольным государственным участием ОАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром». Если взять только эти две компании, включая дочернюю по отношению к «Газпрому» ОАО «Газпром нефть», то их суммарная доля в добыче нефти в 2014 г. составляет 50,4%. В 2014 г. этот процесс был усилен деприватизацией ОАО «Башнефть» (3,4% в суммарной добыче в России). Несмотря на то, что процесс огосударствления отрасли не принял необратимый характер, в случае его дальнейшего развития оно приведет к существенному сужению конкуренции в нефтяной отрасли за счет роста неоправданной концентрации добывающих и нефтеперерабатывающих активов.

**Таблица 1. Доля иностранного капитала в акционерном капитале ВИНК**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Компания | Иностранный капитал (минимальная оценка по ADR/GDR) | Рыночная капитализация на 24.08.2015, млрд долл. | Иностранный капитал в капитализации,  млрд долл. |
| **ОАО «НК «Роснефть»** | 27,25% | 46,5 | 12,7 |
| **ПАО «ЛУКОЙЛ»** | 34,02% | 40,3 | 13,7 |
| **ОАО «Газпром нефть»** | 27,60% | 13,7 | 3,8 |
| **ОАО «Сургутнефтегаз»** | 7,16% | 24,6 | 1,8 |
| **ПАО «Татнефть»** | 29,90% | 12,0 | 3,6 |
| **Всего** | 26% | 137,2 | 35,7 |

**Таблица 2. Условный расчет доли иностранного капитала в добыче нефти в России по итогам 2014 г.**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Компания/проект | Доля в акционерном капитале | Добыча жидких углеводородов всего в 2014 г., млн т в год | Условная доля в добыче,  млн т в год |
| **Сахалин 1** | 80% | 7,6252 | 6,10 |
| **Сахалин 2** | 50% | 5,301 | 2,65 |
| **Харьягинское СРП** | 70% | 1,481 | 1,04 |
| **Салымская группа** | 50% | 6,5503 | 3,28 |
| **Imperial Energy (ONGC)** | 100% | 0,29 | 0,29 |
| **ОАО «Русснефть»** | 46% | 8,5521 | 3,93 |
| **ОАО «НК «Роснефть»** | 27,25% | 190,9 | 52,02 |
| **ПАО «ЛУКОЙЛ»** | 34,02% | 86,5713 | 29,45 |
| **ОАО «Газпром нефть»** | 27,60% | 33,6354 | 9,28 |
| **ОАО «Сургутнефтегаз»** | 7,16% | 61,425 | 4,40 |
| **ПАО «Татнефть»** | 29,90% | 26,5292 | 7,93 |
| **ПАО «Газпром»** | 26,23% | 16,2021 | 4,25 |
| **ОАО «НОВАТЭК»** | 48,23% | 4,3488 | 2,10 |
|  |  | Всего доля в добыче: | 126,72 |

Основное направление развития организационной структуры нефтяной отрасли в долгосрочной перспективе заключается в развитии сегмента малых и средних нефтяных компаний. Добыча нефти в России выросла в 2014 г. на 0,6% (+3,3 млн т) - до 526,7 млн т в год, по данным ЦДУ ТЭК. При этом 79% прироста добычи обеспечили независимые производители, их доля в добыче выросла до 10,4%. Доля ВИНК сставила 86,9%, операторов СРП – 2,7%.

Небольшой сектор независимых от ВИНК компаний, не обладающих большими мощностями переработки или розничной сетью, может обеспечить необходимую для развития отрасли конкуренцию. Независимые компании активно участвуют в геологоразведке, они способствуют рациональному недропользованию, поскольку работают на небольших малопривлекательных для ВИНК месторождениях. Независимые компании активно занимаются геологоразведочными работами. Так, если их доля в эксплуатационном бурении составляет всего 3,8%, то в поисково-разведочном бурении на них приходится уже 17%.

Для создания развитого сектора независимых компаний необходимо грамотное управление портфелем своих активов в ВИНК. В частности, отчуждении «хвостовых» активов – выработанных, низкорентабельных, малоперспективных месторождений. Модели бизнеса независимых компаний в мире основаны на выборе специализации – поиск, оценка и подготовка запасов, разработка месторождений, работа с трудноизвлекаемыми запасами, на выработанных и малых (вплоть до одной скважины) активах. Таким образом, для сектора независимых нефтяных компаний существуют естественные ниши, а их развитие во многом способствует эффективному распределению ресурсов.

# *Тенденции развития организационной структуры в газовой отрасли*

Газовая промышленность остается единственной отраслью ТЭК, где сохраняется естественно-монопольная организационная структура. Следствием этого является сохранение высокой концентрации добывающих, перерабатывающих, а также сбытовых активов в руках одной компании – ПАО «Газпром», которая, помимо этого обладает монополией на транспорт, подземное хранение и экспорт газа. Сохраняются также пять региональных монополий в изолированных от ЕСГ районах страны (Норильск, Якутия, Камчатка, Сахалин, Печора). Государство по-прежнему осуществляет регулирование цен для большинства потребителей. Хозяйствующие субъекты отрасли, за исключением ПАО «Газпром», не имеют доступа к экспорту газа, за исключением отдельных проектов по производству СПГ.

Помимо ПАО «Газпром» и региональных монополистов, организационную структуру отрасли составляют ВИНК, независимые производители газа, а также совместные предприятия, работающие на условиях СРП.

В условиях снижения внутреннего и внешнего спроса на российский газ, а также вызванного этим резкого роста свободных добывающих мощностей, основной тенденцией развития организационной структуры газовой отрасли последних лет, начиная с 2012 года, является поступательное снижение доли ПАО «Газпром» в суммарной добыче (до 66,1% в 2014 году) и поставках газа на внутренний рынок. Это снижение происходит, главным образом, за счет увеличения доли ОАО «НОВАТЭК» (до 8,2% в добыче) и ОАО «НК «Роснефть» (до 6,7%). На 4-м месте находится ПАО «ЛУКОЙЛ» с долей 3%.

За 2007-2014 гг. добыча газа ВИНК и независимых производителей газа (без учета операторов СРП) выросла в два раза, достигнув 194 млрд м3 в год. Наиболее значительное увеличение добычи, как уже отмечалось, показали ОАО «НОВАТЭК» и ОАО «НК «Роснефть». К 2020 г. ВИНК и независимые производители газа способны направить на внутренний рынок дополнительно до 90 млрд м3 в год, что может привести к снижению доли ПАО «Газпром» до 60% и ниже. При этом в ближайшие годы внутренний рынок газа в России будет находится под избыточным давлением со стороны предложения, свободные мощности будут превышать спрос на 150-200 млрд м3 в год, что, в случае либерализации ценообразования, будет препятствовать росту цен в оптовом сегменте, но потенциально создает возможности для перехода к рыночному ценообразованию.

При сохранении текущих тенденций уже к 2020 г. доля ПАО «Газпром» на внутреннем рынке может упасть до 55-58%. При этом доля населения и организаций коммунального комплекса в структуре продаж ПАО «Газпром» может превысить 40% (против 36% сегодня), при продолжающемся сокращении доли промышленности, что будет негативно влиять на общую финансовую продаж компании на внутреннем рынке.

Доля поставок ПАО «Газпром» продолжает снижаться в большинстве регионов Урало-Поволжья, Северо-Запада и Центральной части России, где расположены крупные промышленные предприятия. Доля компании остается стабильной или даже увеличивается в основном в удаленных регионах (Западная Сибирь, Северный Кавказ), с высокой долей организаций коммунального хозяйства и населения в структуре потребления, или активно реализующих программы газификации.

Для ВИНК и независимых производителей газа поставки газа с месторождений Западной Сибири в большинство регионов уже сейчас являются высокорентабельными (600-1000 руб. за тыс. м3), что позволяет им предоставлять скидки крупным потребителям в размере 5-10% к тарифу ФАС (300-350 руб./тыс. м3 на Урале и в Поволжье, 400 руб./тыс. м3 в Центральной России).

В ближайшие годы при низких темпах роста как оптовых цен на газ (5-7%), так и тарифов на транспортировку, ВИНК и независимые производители газа продолжат вытеснять ПАО «Газпром» из регионов Центральной России, сохраняя скидки для крупных потребителей. К 2020 г. потенциально привлекательными для ВИНК и независимых производителей газа могут стать регионы юга России, в т.ч. благодаря росту местной добычи.

При этом парадоксально, что рост доли ВИНК и независимых производителей газа на внутреннем рынке газа в России в значительной степени основан на искусственном поддержании нерыночных механизмов конкуренции со стороны ПАО «Газпром», поскольку, ВИНК и независимые производители газа, с одной стороны, не могут поставлять газ на экспорт, что автоматически направляет все их самостоятельные поставки (т.е. те объемы газа, которые не выкупает ПАО «Газпром» на входе в ГТС) на внутренний рынок, с другой стороны, совмещение в ПАО «Газпром» конкурентных и естественно-монопольных видов деятельности обуславливает применение государственного регулирования для отпускных оптовых цен компании, что позволяет другим поставщикам, снижая цены по отношению к регулируемым, выдавливать ПАО «Газпром» с наиболее ликвидных региональных рынков.

# Оценка мер государственного стимулирования повышения коэффициента извлечения нефти: соотношение технологически возможного и реально достигаемого КИН

Эпоха преобладания крупных традиционных месторождений, освоение и разработка которых позволяли реализовывать эффект «экономии от масштаба», подходит к концу. Ресурсная база нефтяной отрасли России в дальнейшем будет характеризоваться преобладанием мелких, средних, трудноизвлекаемых или традиционных сильно выработанных месторождений. Выявление экономически эффективных и технологически доступных для освоения ресурсов недр будет связано:

а) с освоением залежей тяжелых и сверхтяжелых залежей нефтей и битумов;

б) с переходом к более глубоким горизонтам в районах традиционной добычи - Урало-Поволжье, Западной Сибири и Восточной Сибири;

в) с доразработкой - за счет повышения КИНа ранее введенных в разработку месторождений (КИН на рубеже 2050 года должен приблизиться в значениям, достигнутым в настоящее время на шельфе Северного моря, в США и Канаде, т.е. превысить 40%);

г) с освоением новых залежей на шельфах и в акватории Северных и Дальневосточных морей.

Данные направления не являются взаимоисключающими. Ни одно их них не имеет для государства безусловного приоритета. При этом динамика добычи нефти в значительной степени будет определяться тем, насколько удастся России решить задачу по формированию конкурентоспособного, технологически продвинутого и эффективного сервисного сектора. Для этого необходимо не только максимально открытое продвижение - мерами финансовой, налоговой и прочих форм поддержки - сервисных компаний (сначала аффилированных в России иностранных компаний, а затем и во все большей степени и отечественных компаний), но также и формирование прозрачной, равнодоступной конкурентной среды при предоставлении и выполнении всех видов сервисных услуг в нефтяном комплексе.

К сожалению, в результате незавершенности формирования целостной институциональной системы недропользования и налогообложения и слабого развития рынка независимых сервисных и инжиниринговых услуг к настоящему моменту в нефтяной отрасли России не удалось добиться реального увеличения КИН и значительного продвижения к полному и комплексному извлечению углеводородного сырья, несмотря на прогресс по отдельным направлениям.

Повышение КИН, как правило, является косвенной задачей мер государственного стимулирования, направленных либо на стимулирование разработки истощенных месторождений, либо проведения НИОКР и промышленного внедрения новых технологий повышения нефтеотдачи.

Основным механизмом государственного стимулирования повышения КИН, как в российской, так и в международной практике, является предоставление налоговых льгот, в том числе путем создания дифференцированной шкалы налогов на добычу нефти, либо использования рентного налогообложения.

В целом повышение КИН является комплексной задачей и не может быть обеспечено только мерами налогового стимулирования. Основным препятствием для повышения КИН российскими недропользователями вплоть до сегодняшнего дня остается экстенсивный характер развития нефтяной отрасли, позволяющий недропользователям наращивать добычу за счет разработки новых, преимущественно крупных месторождений нефти. Задача государства в этом случае – создать такие налоговые условия, которые бы стимулировали недропользователей интенсифицировать разработку действующих месторождений. Приоритетным направлением такого стимулирования является переход к налогообложению финансового результата (НФР или НДД), а не льготирование НДПИ.

Повышение уровня КИН требует также качественной трансформации всей системы недропользования. Месторождение должно стать ключевым объектом регулирования со стороны всех уровней государственной власти – как в вопросах технического регулирования, так и налогообложения и стимулирования применения инновационных решений и разработок. Переход нефтяных компаний к расширенному использованию современных методов увеличения нефтеотдачи пластов и более гибким формам работы с сервисными компаниями позволяет обеспечить рост КИН даже при низком качестве ресурсной базы.

# Тарифная политика инфраструктурных монополий: результативность практики «ручного» сдерживания тарифов

На основе статьи 11 №147-ФЗ «О естественных монополиях» от 17.08.1995 и Постановления Правительства РФ от 30.06.2004 №332, ФАС РФ[[1]](#footnote-1) устанавливает регулируемые цены (тарифы) на следующие виды услуги и товары, имеющие отношение к функционированию газовой и нефтяной отраслей:

* тарифы на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам ПАО «Газпром», входящим в Единую систему газоснабжения, для независимых организаций;
* оптовые цены на газ, используемые в качестве предельных минимальных и предельных максимальных уровней оптовых цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям РФ[[2]](#footnote-2);
* тарифы на услуги ОАО «АК «Транснефть» и его аффилированных лиц по транспортировке нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
* предельно максимальные ставки тарифов на услуги ОАО «АК «Транснефть» по наливу нефтепродуктов из системы магистральных трубопроводов;
* тарифы на услуги ОАО «АК «Транснефть» по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов;
* тарифы на перевозки грузов и услуги инфраструктуры, выполняемые российскими железными дорогами (Прейскурант №10-01).

Предсказуемость – основное требование, предъявляемое российскими поставщиками и потребителями нефти, нефтепродуктов и газа к государственному регулированию тарифов на услуги естественных монополий.

В предсказуемости тарифов заинтересованы и государство (в части формирования макроэкономической политики), и пользователи, и сами субъекты естественной монополии.

Тарифы, несомненно, должны покрывать затраты естественных монополий, а также обеспечивать приемлемую норму прибыли. Однако для этого необходимо, чтобы как регулятор, так и пользователи услуг естественных монополий (поставщики и потребители нефти, нефтепродуктов и газа) понимали структуру затрат и были уверены в корректности их расчета. Пользователь услуг естественных монополий должен оплачивать только те затраты, которые непосредственно связаны с оказанием оплачиваемых им услуг. Практика перекрестного субсидирования может сохраняться в части осуществления поставок газа социально значимых категориям потребителей (прежде всего, населению), но в части транспорта углеводородов она приводит к противоестественному нарушению конкуренции.

Ключевые проблемы в части тарифообразования в нефтегазовом комплексе связаны с непрозрачностью определения тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам, регулируемым ФАС РФ, а также с искусственным выведением из-под государственного регулирования тарифов на транспортировку газа для дочерних структур ПАО «Газпром», а также на закачку, хранение и отбор газа в ПХГ для всех поставщиков газа.

Тарифы на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам являются одним из ключевых факторов, влияющих на конкурентоспособность поставок газа ВИНК и независимых производителей газа. В зависимости от удаленности точки поставки от районов добычи газа, на услуги по транспортировке приходится от 10% (ЯНАО) до 70-75% (западные регионы Европейской части страны) конечной (оптовой) цены на газ.

Несмотря на опережающий рост тарифов, уровень рентабельности поставок газа ВИНК и независимых производителей газа в регионы, приближенные к районам добычи, в последние годы увеличился. Последнее связано с опережающими темпами роста регулируемых оптовых цен (за 2010-2014 гг. оптовые цены для промышленности выросли на 52%), полностью компенсировавших рост стоимости транспортировки. В 2013 г. рентабельность поставок газа ВИНК и независимых производителей газа на рынки ЯНАО, ХМАО и Свердловской области превышала 18% (в 2011 г. – менее 14%), прибыль от продажи газа в других регионах Урала и Восточном Поволжье оставалась выше 10%.

Опережающая индексацию ставка за пользование магистральными газопроводами на близкие расстояния привела к некоторому снижению привлекательности рынков отдельных газодобывающих регионов (поставки на рынки ЯНАО, ХМАО, Республики Коми) в пользу ближайших крупных регионов потребителей (Свердловская, Челябинская, Кировская области). В то же время, в большинстве регионов ВИНК и независимые производители газа вынуждены продавать газ с дисконтом к стоимости газа в ЯНАО/ХМАО (доходность от поставок остается положительной, но в абсолютных значениях ниже прибыли, получаемой от реализации газа в ЯНАО/ХМАО).

Такая ситуация приводит к увеличению давления независимых производителей газа на рынок «премиальных» регионов (близких к районам добычи газа) и, как следствие, дальнейшему вытеснению ПАО «Газпром» из этих регионов (в Челябинской области после продажи ООО «Газпром Межрегионгаз Челябинск» ОАО «НОВАТЭК» доля НПГ на рынке достигла 100%). В то же время, расширение продаж в прочие регионы (западные области Европейской части России) происходит меньшими темпами из-за меньшей привлекательности рынка – за вычетом расходов на транспортировку газа (net back к условиям поставки газа в ЯНАО) цены реализации газа в этих регионах на 3-8% ниже стоимости газа в ЯНАО. Учитывая то, что ВИНК и особенно независимые производители газа для получения контрактов с крупными потребителями активно предоставляют скидки к регулируемым оптовым ценам, рентабельность продаж для них в таких регионах близка к 0%.

# Налоговая нагрузка в нефтегазовом секторе: в поисках эффективности

# *Основные выводы*

Ухудшение конъюнктуры на нефтяном рынке обострило дискуссии о справедливости и эффективности налогообложении сектора во многих добывающих странах. В отдельных странах эта дискуссия ориентирована только на решение проблем компаний и сохранения рабочих мест, но в России к этим вопросам добавляется необходимость поддержания высоких налоговых поступлений от сектора, что значительно повышает ответственность за принимаемые решения.

Уже сегодня российские нефтегазовые компании испытывают более высокую налоговую нагрузку в сравнении с компаниями других отраслей, выступая донором для российской экономики. По сравнению с зарубежными нефтегазовыми компаниями их налоговая нагрузка также выглядит как более высокая. Это однозначный сигнал о необходимости выверенных регулирующих воздействий на отрасль, так как эксплуатируемые сегодня месторождения с низкой себестоимостью добычи уже истощаются, и по уровню и структуре издержек российские компании будут приближаться к зарубежным коллегам.

В развитых странах, с низкой обеспеченностью запасами нефти и газа, и диверсифицированной экономикой, налоговая система ориентирована на контроль и обложение финансового результата в рамках универсального корпоративного налогообложения, дополненного специфическими отраслевыми нюансами. Такая политика позволяет частично компенсировать высокую себестоимость и убывающую отдачу от местных месторождений, а также позволяет компаниям проводить зарубежную экспансию. Важную роль играет амортизационная политика, предоставляющая нефтегазовым компаниям не только ускоренно списать затраты на материальные (а в отдельных случаях и нематериальные) активы, но и списать несколько более затраченных сумм (аплифт), тем самым, поощряя инвестиционную активность.

По структуре налоговых изъятий и источникам обложения существующая система налогообложения нефтегазового сектора России ближе к развивающимся странам. Преобладающая роль отводится механизмам изъятия условно-дифференциальной ренты, и в последнюю очередь – налогу на доходы. Реализованный «налоговый маневр» пока не вызывал значимого увеличения нагрузки на российские нефтегазовые компании, но он и не в полной мере отвечает долгосрочным интересам развития отрасли.

Радикальные изменения российской налоговой системы в ближайшем будущем не представляются целесообразными. Тем более, что сложившаяся система обложения нефтегазовых доходов выполняет не только фискальную функцию, но и функцию ценового регулирования для внутреннего рынка нефтепродуктов, через который налоговая нагрузка перераспределяется на прочие отрасли экономики.

Для решения проблемы восстановления ресурсной базы целесообразно рассмотреть возможность создания специальных отраслевых фондов, аккумулирующих ресурсы на разведку и разработку недр. Одновременно необходимо продолжать совершенствование НДПИ и экспортных пошлин, льгот по ним, амортизационной политики и административных процедур по управлению недрами страны в целях стимулирования малых независимых добывающих и нефтесервисных компаний, способных стать агентами для инновационного развития отрасли.

# *Налоги и налоговое бремя*

Налогообложение является закономерной потребностью как предпринимателей, заинтересованных в формировании правил игры, развитии территории и инфраструктуры для бизнеса, так и для государства, которое обеспечивает решение этих задач.

Основная проблема лежит в оценке справедливости и эффективности уровня налогообложения. Справедливость налоговых ставок является категорией относительной (экономический субъект так или иначе сравнивает собственную налоговую нагрузку с другими предприятиями отрасли в стране и за рубежом, с предприятиями других отраслей). Эффективность налогообложения категория более объективная. Для экономического субъекта она проявляется в возможности осуществления достаточных инвестиций в развитие, при этом достаточность в значительной мере зависит от того, выполняет ли государство свои задачи или же издержки на их решение перекладываются на бизнес. Эффективность налогообложения для государства проявляется в возможности выполнять свои обязательства перед всеми гражданами, а не только перед крупнейшими налогоплательщиками. Именно этот факт и обуславливает недовольство предпринимателей, полагающих, что для решения их задач можно было бы обойтись и меньшими изъятиями. Еще один предмет для конфронтации – это «себестоимость» налоговых трансакций.

В ресурсном секторе эти противоречия оказываются еще более заметными. Во-первых, возникает понятие ренты, которое ставит вопрос о необходимости ее оценки и справедливого перераспределения. Во-вторых, появление сверхнормативных (рентных) доходов обостряет дискуссию о возможных целях их использования. Наличие излишних ресурсов не стимулирует государство к поиску более эффективных траекторий развития, а подталкивает к дополнительным расходам, которые могут оказаться не всегда оправданными (ресурсное проклятие). Государство, со своей стороны, может посчитать, что предприниматель также не слишком эффективно распоряжается той частью ренты, которая осталась в его распоряжении (например, средства лежат на счетах или выведены в оффшоры).

И, безусловно, свой специфический оттенок эта дискуссия имеет на российской почве. Современный нефтяной комплекс был сформирован при социалистическом укладе экономики, позволявшем создать и избыточную инфраструктуру в нефтедобывающих регионах, и активно инвестировать в разведку и вовлечение в оборот новых месторождений. Это позволило отрасли совершить достаточно безболезненный переход к капиталистическому укладу, однако сегодня, когда советский задел стал истощаться, приходит время платить по счетам. Государство полагает, что сохранить темпы развития отрасли (и, соответственно, объемы поступлений в бюджет) – это задача собственников нефтяных компаний, которым были предоставлены в предыдущий период значительные преференции. Собственники компаний предпочитают фокусироваться на текущих проблемах отрасли, указывая на необходимость активного вовлечения государства в их решение как за счет бюджетных инвестиций, так и за счет снижения налогового бремени на отрасль.

Возобновление дискуссий о налогообложении нефтегазового сектора наблюдается во всех добывающих странах, не только в России. Американский президент обрушился на льготы, предоставляющие нефтяникам право снижать налогооблагаемую прибыль, назвав их субсидиями. Правительство Великобритании, избегая признания в провале налога на нефтяные доходы, ищет возможности для стимулирования дальнейшего развития отрасли. И все-таки наибольшая ответственность лежит на российских политиках, которые не могут пожертвовать интересами бюджета, слишком зависимого от нефтегазовой конъюнктуры, но и не могут не принимать во внимание необходимость решения накопившихся в отрасли проблем.

# Рыночные позиции нефтедобывающих стран

Россия является одной из крупнейших нефтедобывающих держав, обеспечивая вместе с США и Саудовской Аравией 38% мировой добычи нефти (на 15 крупнейших добывающих стран приходится почти 80% добычи). При этом нефтедобывающие страны обладают различными условиями добычи, обеспеченностью запасами, емкостью внутреннего спроса и т.п. Поэтому естественным являются и различия в налогообложении, оказывающие влияющие на конкурентоспособность производителей.

Среди лидеров по нефтедобыче три страны являются нетто-импортерами нефти (США, Бразилия и Китай), что должно предполагать достаточно острую конкуренцию между импортерами нефти и местными добывающими компаниями, и заметные налоговые стимулы для последних. Общей чертой этих стран является низкая обеспеченность запасами нефти (от 11 лет в США до 19 лет в Бразилии).

Среди стран нетто-экспортеров, впрочем, тоже далеко не все специализируются на нефтяном бизнесе. Например, в Мексике и Канаде нефтегазовые доходы составляют от совокупного объема экспорта всего 11% и 25% соответственно. Максимальная специализация отмечается у Ирака, Кувейта, Венесуэлы, Катара, Саудовской Аравии - доля нефти, нефтепродуктов и газа в структуре экспорта составляет от 85 до 99%. Средний уровень нефтегазовой специализации у России, ОАЭ, Ирана, Норвегии (от 64% до 77%).

Среди прочих участников нефтяного рынка интересен также опыт Великобритании, которая сегодня обеспечивает менее половины собственных потребностей, в то время как еще недавно - в 1980-2005 гг. являлась нетто-экспортером нефти, а также Казахстан, который, наоборот, сумел в последние годы кратно увеличить объемы запасов и добычи нефти.

|  |  |
| --- | --- |
| ***Основные характеристики ведущих нефтедобывающих стран*** | ***Вклад нефтегазового сектора в экспорте отдельных стран, % от общего экспорта*** |
| |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | |  | запасы, млрд. барр. | добыча, тыс. барр. в день | обеспеченность запасами, лет | | США | 48 | 11644 | 11 | | С. Аравия | 267 | 11505 | 64 | | Россия | 103 | 10838 | 26 | | Канада | 173 | 4292 | 110 | | Китай | 18 | 4246 | 12 | | ОАЭ | 98 | 3712 | 72 | | Иран | 158 | 3614 | 120 | | Ирак | 150 | 3285 | 125 | | Кувейт | 102 | 3123 | 89 | | Мексика | 11 | 2784 | 11 | | Венесуэла | 298 | 2719 | 301 | | Нигерия | 37 | 2361 | 43 | | Бразилия | 16 | 2346 | 19 | | Катар | 26 | 1982 | 36 | | Норвегия | 7 | 1895 | 9 | |  |
| *Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015* | *Источник: International Trade Centre, 2014* |

# Налоговая нагрузка в экономике

Налоговая нагрузка – один из важных факторов конкурентоспособности нефтегазового сектора. Общий для всех отраслей экономики уровень налоговой нагрузки в стране может характеризоваться отношением налоговых отчислений к ВВП, отражающим в некоторой степени уровень развития институтов власти и налоговой дисциплины, а также соотношением прибыли от экономической деятельности и уплачиваемых налогов, отражающем собственно налоговое бремя экономических субъектов.

Среди нефтедобывающих стран наибольший показатель отношения налоговых отчислений к ВВП отмечается у Норвегии, Великобритании, Бразилии и Канады – более 30% (в России чуть меньше 28%).

По соотношению объемов уплаченных налогов и прибыли компаний Россия выглядит более привлекательной, чем латиноамериканские страны и Китай, но уступает США, Великобритании, Норвегии, Канаде.

|  |  |
| --- | --- |
| ***Показатели налоговой нагрузки на экономику*** |  |
|  | |
| *\*без учета удержанных налогов (НДФЛ, НДС, налог с продаж)*  *Источник: World Development Indicators, Heritage Foundation, 2014* | |

Естественно, ситуация будет различаться от отрасли к отрасли. В России нефтегазовый сектор принимает на себя значительную часть налоговой нагрузки на экономику. За 2014 год доля налоговых отчислений нефтегазового сектора превысила 50% доходов российского бюджета (для сравнения в Норвегии лишь 20%). В 2005-2014 гг. предприятия добывающего сектора выплачивали в российский бюджет более 30% от выручки, а у отдельных нефтяных компаний налогами изымалось более 50% выручки. Несмотря на то, что по всем отраслям к 2014 году отмечалось сокращение соотношения налогов к выручке, совокупный объем отчислений увеличивался за счет повышения прозрачности бизнеса и налоговой дисциплины.

Уровень статистической рентабельности демонстрирует отношение себестоимости к выручке на примере конкретных компаний. Далеко не у всех предприятий в отрасли однозначно положительные тенденции (так, у Роснефти и Газпрома за период 2013-2014 рентабельность снизилась на 2%, у Газпром нефти – повысилась на 1%), однако данные бухгалтерской отчетности подтверждают более высокую рентабельность сырьевого сектора и его способность нести повышенную налоговую нагрузку.

|  |  |
| --- | --- |
| ***Доля налогов по отношению к выручке компаний сектора в 2005-2014 гг., %*** | ***Изменение объема налоговых поступлений по отраслям экономики в 2005-2014 гг., тыс. руб.*** |
|  |  |
| *\* без учета оптовой и розничной торговли*  *Источник: СПАРК, ФНС РФ, расчеты НИФИ* |  |

|  |  |
| --- | --- |
| ***Отношение себестоимости к выручке в 2013-2014 гг., %*** | |
|  | |
| *Источник: СПАРК, расчеты НИФИ* |  |

Впрочем, и в других странах нагрузка на нефтяной сектор обычно более высокая. В США эффективная ставка налога на доходы для нефтегазовых компаний составляет 41,3% в среднем за период 2010-2014 гг., что почти в два раза выше, чем в не менее прибыльной фармацевтике. Тем не менее, это не помешало президенту Обаме заявить о возможности отмены ряда льгот, позволяющих американским нефтяным компаниям снижать налогооблагаемую прибыль.

Сравнивать российские компании с зарубежными по отчислениям по налогу на прибыль не совсем корректно. Российская налоговая система в большей мере ориентирована на контроль и обложение не прибыли, которая компаниями минимизируется, а трансакций, косвенно подтверждающих наличие экономической активности и являющихся более доступными для налоговых органов. Сопоставление налогов к выручке компании показывает достаточно высокий уровень нагрузки на российский нефтегазовый бизнес, однако положительная динамика развития отрасли говорит о том, что такой уровень нагрузки является более-менее приемлемым и, в тоже время, якобы имеющие место налоговые преференции зарубежных компаний не приводят однозначно к росту объемов добычи и запасов ресурсов.

Поэтому систему налогообложения минерально-сырьевого сектора стоит рассматривать как отличную от режима налогообложения в других секторах экономики, поскольку в ней формируются значительные рентные доходы, сопряженные, впрочем, с повышенными инвестиционными рисками, обусловленными проведением поисково-разведочных работ, высоким уровнем капиталоемкости, большим временным разрывом между осуществлением затрат и производством, а также со значительными колебаниями цен на минеральное сырье.

|  |  |
| --- | --- |
| ***Средняя эффективная ставка по налогу на доходы в отдельных отраслях США, 2010-2014 гг.*** | ***Налоговая нагрузка и амортизационные списания нефтяных компаний к выручке в национальной валюте*** |
|  | |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | |  | Роснефть,  млрд. RUR | Canadian Natural Resources,  млрд. CAD | Statoil,  млрд. NOK | Marathon,  млрд. USD | | Выручка | 5503 | 21,3 | 622,7 | 11,2 | | Амортизация | 464 | 4,9 | 101,4 | 2,86 | | Рентные платежи | 2878 | 2,4 | - | 0,41 | | Налог на прибыль | 128 | 1,2 | 87,4 | 0,39 | | Общая налоговая нагрузка, % к выручке | 55 | 17 | 14 | 7 | |
| *Источник: S&P* | *Источник: данные компаний, 2014* |

В тоже время необходимо отметить, что и в России, и за рубежом на рентабельность несырьевых отраслей влияет и такой фактор как государственная поддержка в виде разного рода субсидий, выплат и размещения государственного заказа. В нефтяном секторе этот фактор почти не играет роли и, таким образом, происходит перераспределение ренты в экономике, что необходимо принимать во внимание при оценке налоговой нагрузки.

Например, в России бюджетные ассигнования, направленные на стимулирование автомобильной промышленности, превышают 77 млрд. рублей. Несмотря на это, отрасль стагнирует. Получается парадоксальная ситуация, когда на 1 рубль выручки предприятий отрасли (по данным на 1 полугодие 2015 года) приходится 0,54 руб. государственной поддержки. В целом отмечается тенденция к росту доли государственной помощи в выручке компаний (с 0,04 % в 2009 году до 0,64 % в 2014 году). И в промышленности, и в сельском хозяйстве действует множество субсидий, грантовых программ, оказывающих влияние на их экономический результат.

Таким образом, российские нефтегазовые компании испытывают более высокую налоговую нагрузку в сравнении с компаниями других отраслей, выступая донором для экономики. По сравнению с зарубежными нефтегазовыми компаниями также выглядит как более высокая. Отчасти это объясняется меньшей себестоимостью добычи и возможностью изъятия более высокой ренты государством. Однако это однозначный сигнал о необходимости выверенных регулирующих воздействий на отрасль, так как эксплуатируемые сегодня месторождения с низкой себестоимостью добычи уже истощаются, и по уровню и структуре издержек российские компании будут приближаться к зарубежным коллегам. Налоговая система не может игнорировать этот сигнал.

# Международная практика налогообложения нефтяного сектора

Правительства различных стран сегодня стремятся скорректировать налоговую политику в отношении нефтегазового сектора и сделать налоговый режим привлекательным для инвесторов. В ситуации волатильности рынков и наметившегося снижения цен на энергоресурсы требуются безотлагательные действия по обеспечению конкурентоспособности нефтегазового сектора (зачастую речь идет о спасении конкретных проектов). Одним из возможных инструментов регулирующего воздействия могут стать налоговые изменения.

В стремлении создать эффективную налоговую систему государство руководствуется следующими основными требованиями:

* обеспечение поступлений государству большей части рентных доходов, генерируемых в минерально-сырьевом секторе в периоды высоких цен на его продукцию;
* упрощение администрирования, не требующее больших затрат на сбор налогов и минимизация возможностей для уклонения от их уплаты;
* максимизация реального объема поступающих государству доходов путем обеспечения поступлений уже в первые годы производства;
* изъятие сверхприбыли при реализации проектов, характеризующихся низкими затратами.

В большинстве исследуемых стран налоговый и фискальный режимы представлены комбинацией налога на доходы корпораций, роялти, НДПИ и различного рода концессионными соглашениями или соглашениями о разделе продукции.

***Динамика нефтедобывающего сектора США***

*Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015*

Система налогообложения нефтяного сектора США представляет собой комбинацию НДПИ, роялти и налога на доходы корпораций.

НДПИ уплачивается по месту добычи ресурсов, включая шельф. Налоговые ставки и налоговая база варьируются в зависимости от штата. Штаты же могут устанавливать размер бонусов, что на высококонкурентном рынке позволяет им собирать значительные суммы, сопоставимые с роялти.

Налогообложение доходов резидентов США осуществляется вне зависимости от места их получения по ставке 35%. Существует возможность балансирования прибыли от одного проекта убытками от другого, а также формирования консолидированного налогоплательщика (при доле участия в капитале более 80%). Принципиальный момент в налогообложении нефтегазового сектора в США – все расчеты осуществляются с соотнесением с объектом собственности (относятся к конкретному активу). Наряду с общим режимом налогообложения действует альтернативный облегченный режим, ставка – 20%. Режим распространяется на компании, имеющие значительные расходы на документальное сопровождение процессов бурения, особенно в период низких цен на ресурсы.

Для целей налогообложения принимаются расходы, связанные с приобретением (арендой) проекта. Расходы на развитие и относящиеся производству продукции имеют разный режим регулирования (последние обычно подлежат вычету из налогооблагаемой базы в том году, когда они имели место). Нематериальные активы являются амортизируемыми.

Расходы на развитие могут подлежать списанию в первый год их осуществления в полном объеме для независимых производителей. Для интегрированных производителей – 70% в первый год, с возможностью списания оставшихся 30% - в течение 60 месяцев. Расходы на документальное сопровождение и прочие расходы, связанные с подготовкой скважин (IDC) подлежат зачету в размере 100% для независимых производителей, и 70% - для интегрированных. Убытки могут переноситься на протяжении 20 лет. Существует важное условие – «продолжительность существования собственности», т.е. списание убытков в отношении объекта собственности-проекта разрешено при условии, что не происходят колебания стоимости этой собственности более, чем на 50% за трехлетний период. Существуют значительные возможности установления льгот и освобождений властями штата.

Роялти уплачиваются владельцам сырьевых ресурсов, коими являются федеральные власти или власти штата, частные лица, индейские резервации, корпорации, партнерства и др. Размер платежей варьируется от 12,5 до 30% от стоимости производимой продукции на конкретной скважине.

Применяются бонусы и ренталс.

Ставка налогов на дивиденды, проценты, роялти и аналогичные платежи устанавливается в размере 30%. Однако конкретные размеры определяются положениями договоров об избежании двойного налогообложения.

В США не применяется налог на добавленную стоимость. Большая часть штатов и местных органов устанавливает налоги с продаж. Ставки варьируются от 3 до 9%. Существуют специальные критерии для установления связи плательщика с конкретным штатом для получения статуса налогоплательщика и права взимать налоги в пользу штата.

Экспортные пошлины не устанавливаются, однако могут использоваться прямые или косвенные запреты на экспорт.

Стоит подчеркнуть, что правила, применяемые к иностранным проектам (расположенные вне США) отличаются от правил, применяемых к проектам на территории США. Для этой дифференциации установлен критерий – проекты в 200-мильной зоне в Мексиканском заливе. По общему правилу владельцы зарубежных проектов списывают расходы на протяжении более длительных интервалов времени.

В 80-х годах вводился налог на «случайную прибыль», однако он оказал негативное влияние на объемы добычи и привел к росту импорта. Был отменен в 1988 году.

Существующая система налогообложения обеспечивает значительный прирост запасов и добычи, однако емкость рынка такова (более 19 млн. барр. в день), что местные производители не в состоянии обеспечить потребности страны. При этом вне зависимости от системы налогообложения потенциал наращивания добычи очень невелик, так как уровень обеспеченности запасами США не превышает 11 лет. По сравнению с другими странами в США большую роль на рынке играют малые предприятия, контролирующие до 46% добычи.

***Динамика нефтедобывающего сектора Канады***

*Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015*

В Канаде действует концессионный тип налогообложения, при котором допускается частная собственность на природные ресурсы. Газ и нефть обычно принадлежат провинции, в которой они залегают. Права на разведку и добычу нефти и газа предоставляются на основании лицензий. Базовый собственник природных ресурсов предоставляет лицензию или сдает в аренду права на добычу полезных ископаемых.

Компании нефтегазового сектора обязаны выплачивать роялти держателю прав на сырьевые ресурсы – это основной источник поступлений в бюджет от нефтяного сектора. В Канаде большая часть этих прав находится во владении провинции, территориальных или федеральных органов власти. Расчет роялти достаточно сложен и варьируется от провинции к провинции (составляет до 45% от стоимости нефти). В основном в расчетах используется стоимость сырой нефти и производительность скважин (в провинции Альберта роялти до выхода на проектную мощность и окупаемость капиталовложений составляет 1%, а затем увеличивается до 12%). Роялти вычитаются из налогооблагаемого дохода.

Применяются бонусы и ренталс.

Налог на доходы корпораций состоит из федеральной (15%) и региональной части ( от 10 до 16% в зависимости от провинции). Федеральный налог на доходы может быть уменьшен на размер инвестиционного налогового вычета в размере 10% расходов, понесенных при работе в канадской зоне Атлантики (впрочем, эта величины снижается, и вскоре будет отменена). Существуют налоговые вычеты на осуществление научных исследований и проведение экспериментов - Scientific research and experimental development (SR&ED)

Не применяется консолидации, налоговых освобождений для групп и перевода прибыли внутри связанных участников для целей налогообложения. Убытки от владения капиталом подлежат зачету в случае наличия выгоды от владения капиталом. Но не за счет текущего дохода компании. Режим (IC – R&D, ставка 15%), где IC – Investment Credit, R&D – Research and Development). Используется сложная система амортизационных отчислений и инвестиционных налоговых вычетов.

Функционирует целая сеть специализированных фондов, общей задачей которых является стимулирование прироста запасов и добычи нефти и газа.

Canadian Oil and Gas Property Expense (COGPE) создан для аккумулирования стоимости прав на разработку газовых и нефтяных месторождений. Каждый год стоимость фонда увеличивается на размер новых приобретений и уменьшается размер предоставляемых налоговых вычетов, на которые претендуют налогоплательщики. Этот фонд не включает стоимость движимого имущества или амортизируемой собственности, например, оборудования для нефтегазового сектора. Требования на получение вычетов могут заявляться в суммах, не превышающих 10% стоимости фонда, на которую еще не предъявлены требования на получение вычетов.

Canadian Exploration Expense (CEE) аккумулирует стоимость расходов на открытие и разведку новых месторождений. Логика его расходования аналогична COGPE, однако требования на получение вычетов могут заявляться в суммах, не превышающих 100% стоимости фонда, на которую еще не предъявлены требования на получение вычетов.

Canadian Development Expense (CDE) аккумулирует расходы на бурение и разработку скважин, а Foreign Resource Expense (FRE) - прав на добычу и расходы на разведку, бурение скважин и добычу за рубежом (формируется для каждой страны отдельно). Расходы на приобретение оборудования для скважин аккумулируются в специальном фонде (Class 41).

Ставка налогов на дивиденды, проценты, роялти и аналогичные платежи устанавливается в размере 25%. Однако конкретные размеры определяются положениями договоров об избежании двойного налогообложения.

Ставка налога на добавленную стоимость 13% (с некоторой вариацией по провинциям). В отдельных провинциях также действуют налоги с продаж

Благодаря 4-кратному увеличению объема запасов нефти в 1999 году, темпы добычи стали повышаться и сегодня Канада по уровню добычи вышла на 4 место в мире (4,3 млн. барр. в сутки), опередив Китай. Обеспеченность запасами составляет 110 лет.

***Динамика нефтедобывающего сектора Норвегии***

*Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015*

В Норвегии компании, осуществляющие добычу в установленных географических областях, уплачивают в совокупности налог по ставке 78% (27% налог на доходы корпораций; 51% ресурсный налог).

Кроме того, применяются ренталс, и сбор за выброс углекислого газа (начисляется в зависимости от объемов сжигаемого попутного газа).

Налоговая система основана на обложении юридического лица, а не активов или конкретных видов разрешенной деятельности.

Убытки могут быть перенесены на будущие периоды. Режим ежегодно корректируется Министерством финансов. Предусмотрена возможность амортизационных списаний за 6 лет.

Налог у источника не удерживается, если выплаты дивидендов осуществляются владельцу более 25% акций. Остальные особенности зависят от условий конкретных договоров об избежании двойного налогообложения.

Приобретение оборудования и иных объектов и активов для добывающих компаний не облагается НДС.

Действует субсидирование затрат на геологоразведочные работы, которые вычитаются из сумм, уплачиваемых компанией налогов, выдаются налоговые кредиты на морские месторождения.

Основным участником всех нефтегазовых проектов является государственная Statoil. Государство также выступает в качестве владельца долей в лицензиях на добычу нефти и газа через институт так называемого государственного прямого финансового участия, хотя эта форма применяется все реже.

Нефтедобыча в Норвегии, достигнув пика в 2001 году, неуклонно снижается, что связано с выработкой действующих месторождений. Обеспеченность запасами составляет не более 9 лет. Система налогообложения не в состоянии изменить эти тенденции и ориентирована в большей мере на смягчение последствий коллапса в нефтяном секторе (в газовом секторе ситуация заметно лучше - обеспеченность запасами составляет порядка 20 лет, а пик добычи, возможно, еще не пройден).

***Динамика нефтедобывающего сектора Великобритании***

*Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015*

Налогообложение доходов резидентов Великобритании по всемирному принципу с зачетом, уплаченных за рубежом налогов в соответствии с соглашениями об избежании двойного налогообложения. Доходы нефтегазового сектора облагаются по повышенной ставке налога на доходы корпораций - 30%, для прочих отраслей ставка равна 21%. Используется особый контроль соблюдения принципа рыночного ценообразования.

Допускается 100%-е списание расходов капитального характера для компаний, доходы которых облагаются по повышенным ставкам, включая инвестиции в машины и оборудование, расходы на разведку, добычу и аренду оборудования. Возможности отнесения на расходы 100% расходов на разработки и исследования до того, как месторождение будет квалифицировано как коммерческое. Гибкий режим переноса убытков на будущие периоды – до 10% в год, но не более чем на 6 непоследовательных лет. Сложная система дифференциации убытков: их классификация в зависимости от типа – торговые, капитальные, финансовые, и соответствующие механизмы списания.

Налог на нефтяные доходы применяется к месторождению, а не юридическому лицу. Расчет налогооблагаемой базы происходит в соответствии с нормативными актами, учитывая целый ряд вычетов и освобождений (например, аплифт 35%). Ставка налога составляет 50%. Уплаченные суммы принимаются к зачету при уплате налога на доходы корпораций и дополнительного налога.

Дополнительный налог составляет 30%. База налога определяется как и для налога на доходы корпораций с учетом огораживания деятельности на континентальном шельфе (не включая затраты на финансирование).

Стандартная ставка налога на добавленную стоимость – 20%. По отдельным видам продукции существуют ставки 5% и 0%.

Ставка налогов на дивиденды, проценты, роялти и аналогичные платежи устанавливается в размере 20%. Однако конкретные размеры определяются положениями договоров об избежании двойного налогообложения.

Существующая система налогообложения уже не в состоянии поддержать падание уровня запасов и добычи, и даже отчасти усугубляет негативные тенденции, несмотря на значительный объем льгот. Начиная с середины 2000-х годов, Великобритания потребляет в 1,5 раза больше, чем добывает. Но даже при сокращении уровня добычи запасов хватит не более, чем на 10 лет. При этом фискальные задачи также решаются не в полной мере – по сравнению с 80-ми годами, когда был введен налог на нефтяные доходы поступления от него сократились более, чем в 7 раз.

***Динамика нефтедобывающего сектора Саудовской Аравии***

*Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015*

Фискальный режим, применяемый в Саудовской Аравии, включает роялти, налог на доходы корпораций, а также специальный режим амортизационных отчислений для определенных видов активов.

Налог на доходы корпораций для производства нефти составляет 85% при общем режиме 20%. Существует понятие инвестиционного налога на природный газ. Ставки (30-85%) определяется на основе внутренней нормы доходности на ежегодные потоки денежных средств, и включают в себя налог на доходы корпораций (30%). Ставки роялти определяются в каждом конкретном проекте. Подлежат зачету при расчете налогооблагаемой базы при расчете налога на доходы корпораций.

Существуют амортизационные группы разных видов активов. Расходы на разведку, бурение, подготовительные работы подлежат амортизации по ставке 20% в год.

Дифференцированный подход при исчислении налогов, удерживаемых у источника (5-20%). НДС не используется.

Саудовская Аравия исторически являлась мировым лидером по запасам нефти (почти 270 млрд. барр.), лишь в 2010 г. уступив эту роль Венесуэле. Обеспеченность запасами превышает 64 года, что, несмотря на постепенный рост добычи, позволяет не интенсифицировать дополнительную разведку запасов. Практически всю добычу (96,8%) контролирует государственная Saudi Aramco.

***Динамика нефтедобывающего сектора ОАЭ***

*Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015*

В Объединенных Арабских Эмиратах наименее прозрачная система налогообложения нефтяного сектора, при этом единое федеральное налогообложение отсутствует, а каждый эмират устанавливает свои правила.

Применяются роялти и налог на доходы корпораций.

В некоторых эмиратах созданы свободные экономические зоны, в которых размещаются компании нефтегазового сектора (непроизводственная деятельность). Как правило, это подразумевает нулевые ставки налогов, отсутствие пошлин, возможность 100% иностранного участия.

Компании, участвующие в концессиях, платят роялти. Соглашения о концессиях могут закреплять освобождение от пошлин.

Установлены сборы для производителей нефти и газа, размеры которых не раскрываются.

ОАЭ входит в десятку лидеров по запасам нефти (почти 100 млрд. барр.). Обеспеченность запасами превышает 72 года, что, несмотря на быстрый рост добычи, позволяет не интенсифицировать дополнительную разведку запасов. Более 90% добычи нефти обеспечивают три совместных предприятия с участием государственной компании ADNOC.

Система налогообложения нефтяного сектора в Бразилии комбинирует бонусы, роялти, налог на доходы корпораций и соглашения о разделе продукции.

В рамках соглашений о разделе продукции инвестором уплачивается бонус (разово по установленной ставке), роялти в размере 15% от объемов производства, а также отдельно выплаты на возмещение издержек собственнику участка (только на суше) 0,5-1% актуальной стоимости добываемых ресурсов.

***Динамика нефтедобывающего сектора Бразилии***

*Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015*

В рамках концессионных соглашений инвестором уплачивается бонус, роялти в размере 5-10% от актуальной цены на нефть, особая доля в размере 10-40% для больших объемов производства (рассчитывается по прогрессивной системе на основании показателей выручки, скорректированной на роялти, инвестиции в разведку, эксплуатационные расходы, амортизацию и налоги), плата за пользование участком (рассчитывается по прогрессивной системе в зависимости от состояния разработки месторождения из расчета 10 – 5000 реалов за 1 кв.км.), а также выплаты на возмещение издержек собственнику участка 0,5-1% актуальной стоимости добываемых ресурсов.

Ставка налога на доходы корпораций составляет 34%. Резиденты уплачивают налог по ставке 15% и 10% дополнительно на прибыль, превышающую 240 000 бразильских реалов в год. Также применяется социальный налог – 9% от чистой прибыли корпораций. Амортизация недвижимого имущества осуществляется в соответствии со сроком полезного использования (при двухсменной работе компании допускаются ускоренные нормы амортизации – с коэффициентом 1,5 от обычной нормы, при трехсменной – 2).

Используется дифференцированный подход при исчислении налогов, удерживаемых у источника (15-25%). Выплаты дивидендов не облагаются налогами у источника.

Ставки налога на добавленную стоимость – 17-19%. Сделки между субъектами различных штатов облагаются по ставкам 7-12%. Существует система импортных пошлин на ввозимое оборудование (средний размер – 14% от таможенной стоимости).

Применяется система налоговых льгот, направленных на привлечение бизнеса в слаборазвитые регионы. Кроме того, существует специальный режим REPENEC, который относится к инфраструктурным проектам в нефтегазовом секторе. Режим подразумевает освобождение от ряда налогов (социальный налог, НДС сделок по приобретению оборудования и материалов, используемых в инфраструктурных проектах.

Существующая система налогообложения обеспечивает положительную динамику добычи нефти и воспроизводства запасов, хотя и не позволяет добиться полной автономии. Отчасти это связано с довольно невысокой обеспеченность запасами – не более 19 лет. Доля малых и независимых компаний на рынке очень мала, до 90% добычи контролирует государственная Petrobras.

В Китае применяются режим соглашения о разделе продукции, бонус и налог на доходы корпораций, а также существует налогообложение дополнительных нефтяных доходов, налог на добычу полезных ископаемых, НДС. Применяются различные местные налоги, налог на строительство городов, сбор на развитие местного образования.

***Динамика нефтедобывающего сектора Китая***

*Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015*

Бонусы определяются в рамках соглашений о разделе продукции в зависимости от планируемых объемов добычи и экономических показателей.

Роялти установлены в размере от 0 до 12,5% (не применяется в соглашениях о разделе продукции, заключенных после 01.11.2011).

Установлен специальный налог для производителей нефти (special oil gain levy), который взимается, когда средневзвешенная стоимость сырой нефти превышает 65 долларов за баррель. Ставки налога: при стоимости сырой нефти 65-70 долларов за баррель – ставка 20%; 70-75 – 25%; 75-80 – 30%; 80-85 – 35%; свыше 85 – 40%.

Налог на добычу полезных ископаемых установлен в размере 6% от стоимости продаваемой нефти.

Ставка налога на доходы корпораций – 25%, при этом операционные убытки могут быть перенесены на 5 будущих лет. Расходы на приобретение и обустройство месторождений подлежат амортизации линейным методом. Минимальный амортизационный период – 3 года. Амортизация расходов на развитие на линейной основе на период не менее 8 лет, начиная с периода коммерческой эксплуатации.

Ставка налогов на дивиденды, проценты, роялти и аналогичные платежи устанавливается в размере 10%. Однако конкретные размеры определяются положениями договоров об избежании двойного налогообложения.

Используются косвенные налоги - НДС на сырую нефть, природный газ, производимых на совместных предприятиях (17%).

Используются отдельные налоговые льготы и стимулы. Подтвержденные расходы на научные разработки могут быть приняты к вычету в размере 150% от фактически произведенных. Расходы на благотворительность в размере 12% валовой годовой прибыли подлежат вычету из налогооблагаемой базы.

Существующая система налогообложения не обеспечивает необходимой динамики добычи нефти и воспроизводства запасов, тогда как по уровню потребления Китай занимает вторую позицию в мире, уступая лишь США. Основная причина - потенциал увеличения добычи очень невелик, а уровень обеспеченности запасами не превышает 12 лет.

***Динамика нефтедобывающего сектора Казахстана***

*Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015*

Казахстан является достаточно новым игроком на мировом рынке нефти, что стало возможным благодаря открытию и вовлечению в оборот новых запасов в последние 10 лет.

Система налогообложения нефтяного сектора представляет собой комбинацию роялти и налога на доходы корпораций, активно используются соглашения о разделе продукции.

В качестве роялти выступает налог на добычу полезных ископаемых, ставки которого устанавливаются в зависимости от объема добычи.

Ежегодно рассчитывается налог на дополнительную прибыль (налог на сверхприбыль), уплачиваемый по прогрессивной шкале, ставки которой применяются к потокам дохода, оставшимся после вычитания сумм налога на доходы корпораций. Налог исчисляется ежегодно, облагаемый доход – это часть чистого дохода (при его наличии), которая превышает 25% всех вычетов. Чистый доход рассчитывается как совокупный годовой доход минус вычеты, минус налог на доходы корпораций. Объектом обложения налогом на сверхприбыль является часть чистого дохода недропользователя по каждому отдельному контракту за налоговый период. Налог на сверхприбыль исчисляется по ставкам от 0 до 60 % исходя из достигнутого уровня внутренней нормы прибыли на конец налогового периода (календарный год).

Ставка налога на доходы корпораций – 20%. Отчисления на воспроизводство капитала уменьшают налогооблагаемую базу по налогу на доходы корпораций и налогу на дополнительную прибыль.

Ставка налогов на дивиденды, проценты, роялти и аналогичные платежи устанавливается в размере 15%. Однако конкретные размеры определяются положениями договоров об избежании двойного налогообложения.

Применяется модель НДС, характерная для Евросоюза. В настоящий момент ставка НДС – 12%.

Налогообложение экспорта сырой нефти и газового конденсата – 0-32%. Пошлина на экспорт сырой нефти взимается на уровне 60 долларов за тонну. Импорт оборудования из стран таможенного союза – 12% НДС.

В 2007 году объем доказанных запасов в Казахстане увеличился более, чем в 3 раза, и сегодня обеспеченность добычи составляет 48 лет. Во многом это было обусловлено активным привлечением крупных иностранных инвесторов, которым система налогообложения предоставляла максимально комфортные условия. Сегодня 62% добычи в стране обеспечивают 3 крупнейших производителя (с участием государственной KMG).

Сравнительный анализ практики налогообложения можно провести на примере нефтяной компании, работающей сразу в нескольких регионах мира – например, норвежской Statoil. Наименьшая налоговая нагрузка у компании отмечается на рынках развитых стран, в то время как на развивающихся она составляет 60% и более по отношению к выручке, формируемой на национальном рынке (преобладающую часть отчислений во многих из них дают соглашения о разделе продукции).

***Налоговые и иные платежи за пользование недрами в регионах присутствия Statoil***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Алжир | Ангола | Азербайджан | Бразилия | Канада | Нигерия | Норвегия | США | Велико-британия |
| Налоги, в т.ч. в натуральной форме | 1568,1 | 4870,9 | 1288,6 | 49,9 | 1,9 | 2948 | 89679,7 | 245,6 | 87,1 |
| Роялти | - | - | - | 865,2 | 768,2 | - | - | 585,5 | - |
| Сборы | 0,4 | - | - | 318 | 16,5 | 360 | 648,8 | 20,4 | 11,3 |
| Бонусы |  | - | - | - | - | - | - | 75,7 |  |
| СРП | 3524,2 | 18080,6 | 8777,6 | - | - | 1873,4 | - | - | - |
| Всего отчислений | **5092,8** | **22951,5** | **10066,2** | **1233,1** | **786,7** | **5181,4** | **90328,5** | **957,2** | **98,4** |
| Выручка на национальном рынке | 3922 | 25388 | 8684 | 8283 | 7404 | 7934 | 499150 | 98883 | 1328 |
| Отношение отчислений к выручке, % | 130% | 90% | 116% | 15% | 11% | 65% | 18% | 1% | 7% |
| Отношение отчислений к выручке, % (без СРП) | 40% | 19% | 15% | 15% | 11% | 42% | 18% | 1% | 7% |

*Источник: составлено по данным отчетности Statoil 2014*

Таким образом, рентные платежи при добыче минерально-сырьевых ресурсов, как правило, определяются дополнительным доходом с месторождения после того, как все производственные издержки, включая «нормальную» норму прибыли с капиталовложений, возмещены. Извлечение ренты преимущественно осуществляется на этапе добычи минеральных ресурсов, однако для того, чтобы эффективно управлять запасами и стимулировать компании к их скорейшему вовлечению в оборот, существуют различные механизмы изъятия ренты и до начала разработки месторождений.

При этом в развитых добывающих странах, с низкой обеспеченностью запасами и диверсифицированной экономикой, налоговая система ориентирована на контроль и обложение финансового результата в рамках универсального корпоративного налогообложения, дополненного специфическими отраслевыми нюансами. Такая политика позволяет частично компенсировать высокую себестоимость и убывающую отдачу от местных месторождений, а также позволяет компаниям проводить зарубежную экспансию.

Важную роль играет амортизационная политика, предоставляющая нефтегазовым компаниям не только ускоренно списать затраты на материальные (а в отдельных случаях и нематериальные) активы, но и списать несколько более затраченных сумм (аплифт), тем самым, поощряя инвестиционную активность.

На развивающихся рынках преобладают более типичные для сырьевого сектора рентные платежи, а также широко распространены соглашения о разделе продукции.

***Основные виды налогов, платежей и сборов, формирующие систему налогообложения нефтегазового сектора***



# Российская практика: налоговый маневр

Нефтедобыча в России устойчиво растет, приближаясь к советским рекордам. По итогам 2014 года добыча достигала почти 11 млн. барр. в сутки, незначительно уступая лишь США и Саудовской Аравии. Увеличение добычи происходило за счет роста извлечения нефти из зрелых месторождений, ввода новых месторождений в 2000-е годы, а также отчасти благодаря настройке налоговой системы в условиях изменяющей отраслевой и финансовой конъюнктуры.

***Динамика нефтедобывающего сектора России***

*Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2015*

Российские компании, занимающиеся добычей нефти и газа, уплачивают следующие налоги:

* налог на прибыль по ставке 20% (льготы могут применять в размере 4% и 4,5% в ХМАО и ЯНАО);
* налог на добавленную стоимость (НДС) по ставке 18%;
* налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
* платежи за пользование недрами;
* прочие налоги в отношении юридических лиц (включая налог на имущество и отчисления в страховые взносы);
* таможенные платежи (экспортные пошлины);
* акцизы.

Основу налоговой нагрузки на российские компании сегмента разведки и добычи составляют НДПИ и вывозные таможенные платежи. Их доля в структуре налоговых платежей может превышать 90%.

Функционирующая до 2013 года налоговая система была основана на единой специфической ставке *НДПИ*, не учитывала объективных различий в условиях добычи нефти, обусловленных горно-геологическими характеристиками месторождений, их расположением, а также стадией разработки. В результате, ухудшалась экономика добычи нефти на месторождениях с повышенными затратами, стимулировались выборочный отбор наиболее эффективных запасов и досрочное прекращение разработки истощенных месторождений.

«Налоговый маневр» позволил специфицировать ставки для разработки новых или труднодоступных месторождений, создав определенные стимулы для увеличения инвестиций в основные фонды и геологоразведочные работы. Ставка НДПИ применяется с дисконтом, в зависимости от степени выработанности запасов конкретного участка недр в соответствии с российской системой классификации запасов.

Увеличение ставки НДПИ и понижение цен на нефть на внешнем рынке не привели к сокращению добычи нефти в первом полугодии 2015 года по сравнению с тем же периодом 2014 года. Напротив, темпы роста увеличились, что подтверждает гипотезу о соответствии «налогового маневра» краткосрочным потребностям отрасли. Впрочем, анализ отчетности российских компаний показал, что рост эффективной ставки НДПИ по итогам 1 полугодия 2015 года оказался не слишком большим – в пределах 15% по отношению к ставкам аналогичного периода прошлого года.

Повышение ставки НДПИ незначительно отразилось и на отчислениях в бюджеты различных уровней. За первый квартал рост отчислений налога на добычу полезных ископаемых в федеральный бюджет увеличился на 1,6% по сравнению с 2014 годом, а в бюджеты субъектов РФ – на 38,9%.

***Эффективные ставки НДПИ нефтяных компаний в 2014-2015 гг., руб./т.***

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 1П 14 | 1КВ 15 | 2КВ 15 | 1П 15 |
| Роснефть | 6 107 | 6 834 | 7 071 | 6 954 |
| Газпром нефть | 5 824 | 6 545 | 6 682 | 6 545 |
| Татнефть | - | - | - | 6 972 |
| Сургутнефтегаз | - | - | - | - |
| Башнефть | 6 135 | 6834 | 7073 | 6954 |

*Источник: по данным отчетности компаний*

***Налоговые поступления в бюджеты разных уровней***

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | I полугодие 2015г. | | | В % к I полугодию 2014г | | |
| консолидированный бюджет | в том числе | | консолидированный бюджет | в том числе | |
| федеральный бюджет | консолидированные бюджеты субъектов РФ | федеральный бюджет | консолидированные бюджеты субъектов РФ |
| налоги, сборы и регулярные платежи за пользование природными ресурсами | 1671,6 | 1645,1 | 26,4 | 111,4 | 111,1 | 135,1 |
| из них налог на добычу полезных ископаемых | 1660,7 | 1635,3 | 25,4 | 111,9 | 111,6 | 138,9 |

*Источник: ФНС*

*Экспортные пошлины* на нефть и нефтепродукты являются одним из важнейших источников доходов российского бюджета. Как и НДПИ экспортная пошлина привязывается к колебаниям мировых цен на нефть, и, дополняя первый, по сути, выполняет функцию налога на случайные доходы. В результате «налогового маневра» среднее значение экспортной пошлины на нефть за первое полугодие опустилось до 130,1 долл./т, что на 66,4% ниже по сравнению с 2014 годом.

В то же время, в условиях падения стоимости сырья и снижения экспортных пошлин нефтяные компании увеличивали объемы экспорта для частичного нивелирования выпадающих доходов. В первом полугодии 2015 года экспорт нефти в натуральных показателях увеличился на 7,2% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, однако в стоимостном отношении зафиксировано сокращение экспорта на 42%.

***Экспорт России в январе-июле 2015 года к январю-июлю 2014***

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование товара | Всего, 2015 | | Дальнее зарубежье | | СНГ | |
| тыс. | млн. | тыс. | млн. | тыс. | млн. |
| тонн | долл.США | тонн | долл.США | тонн | долл.США |
| Нефть сырая | 7,2% | -42,0% | 8,7% | -42,4% | -5,4% | -35,1% |
| Бензин автомобильный | -0,1% | -28,1% | 2,5% | -36,5% | -2,5% | -16,2% |
| Дизельное топливо, не содержащее биодизель | 10,7% | -33,0% | 12,0% | -32,8% | -6,9% | -34,7% |
| Топлива жидкие, не содержащие биодизель | 9,7% | -39,0% | 13,8% | -36,8% | -74,1% | -87,5% |
| Газ природный сжиженный, *млн.куб.м* | -5,0% | 1,6% | -5,0% | 1,6% | - | - |
| Газ природный, *млрд.куб.м* | -7,8% | -32,9% | 1,0% | - | -29,4% | - |

*Источник: ФТС*

В результате применения экспортной пошлины внутренние и внешние цены различаются на ее величину (за вычетом издержек транспортировки на внешний рынок), что, как предполагается, обеспечивает равновыгодность для производителя поставки тонны нефти на внутренний и внешний рынки. Нефть, экспортируемая в страны Таможенного союза, пошлиной не облагается. Регулирующая роль экспортных пошлин заключается, во влиянии на объемы вывоза сырья и полуфабрикатов (в том числе нефти) с целью обеспечения потребностей внутреннего рынка. Кроме того, в стимулировании переработки (обработки) указанной продукции на территории России и последующего экспорта товаров с высокой долей добавленной стоимости. Среди ведущих нефтедобывающих стран Россия является лидером по доле продукции нефтепереработки в экспорте (23%) наравне с Кувейтом.

*Акцизами* облагаются только нефтепродукты, реализованные на внутреннем рынке, включая импортируемые нефтепродукты. Ставки акциза на нефтепродукты дифференцированы по принципу снижения ставок акциза по мере повышения класса автомобильного бензина и дизельного топлива. В целях стимулирования производства высококачественных моторных топлив размер ставок акциза на автомобильный бензин и дизельное топливо 4-го и 5-го классов снижены относительно 3-го класса. При этом льготных условий при акцизном налогообложении не предусмотрено.

Техническим регламентом Таможенного Союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» было установлено, что на территории Российской Федерации не допускается производство и реализация автомобильного бензина и дизельного топлива 3-го класса – с 1 января 2015 года, 4-го класса – с 1 января 2016 года.

В целях повышения собираемости акциза на дизельное топливо, реализуемого под видом топлива печного бытового, к подакцизным товарам отнесено топливо печное бытовое, вырабатываемое из дизельных фракций прямой и вторичной перегонки с температурой кипения в диапазоне 280-360 градусов. При этом ставка акциза на указанное топливо установлена в размере, сопоставимом ставке акциза на дизельное топливо, соответствующее классам 3-5.

В соответствии с Законом РФ № 366-ФЗ в перечень подакцизных товаров дополнительно включены: бензол, параксилол, ортоксилол, авиационный керосин. При этом предусмотрены механизмы, направленные на субсидирование налогоплательщиков посредством предоставления права на возмещение сумм акцизов в отношении продуктов нефтехимии и авиационного керосина и др.

Объектом акцизного налогообложения керосина является только получение лицом, включенным в Реестр эксплуатантов гражданской авиации РФ и имеющим сертификат (свидетельство) эксплуатанта. При этом предусмотрено введение особенностей исчисления акциза и применения вычета в увеличенном размере по совершаемым операциям с прямогонным бензином, бензолом, параксилолом, ортоксилолом, авиационным керосином. Данная мера оказывает прямое влияние на авиационную отрасль. Налоговый вычет при реализации акциза производится в течение 2-3 месяцев, что ведет к выведению из оборота авиакомпаний значительных сумм. В свою очередь, авиаперевозчики для возмещения ликвидности, используемую в операционной деятельности, прибегают к краткосрочному кредитованию, что отражается на уровне издержек.

Кроме того, введение акциза на керосин преследовалась цель повышения собираемости данного налога, поскольку в ряде случаях керосин может быть использован для производства зимних сортов дизельного топлива путем спешивания с летним, что ведет к существенному удешевлению конечного продукта.

Ставка акциза напрямую влияет на цену подакцизного товара. Доля акцизов в стоимости литра бензина занимает около 18%. В стоимостном выражении это составляет для бензинов марок АИ-92 и АИ-95 - 4,18-5,5 руб./л., для дизельного топлива 2,9 руб./л. В 2014 году доля акциза составляла около 23%. Соответственно снижение величины акциза ведет к сокращению доли налогов в стоимости подакцизного товара. Такой компенсирующий механизм был реализован при проведении «налогового маневра». Повышение ставки НДПИ вело к удорожанию сырья, поступающего на НПЗ внутри страны, что могло спровоцировать рост стоимости конечного продукта. Понижение величины акциза частично нивелировало повышение издержек для производителя и, следовательно, для конечного потребителя.

Понижение ставки акциза на автомобильный бензин составило 29-43% в зависимости от класса топлива, собираемость данного сбора в консолидированный бюджет в первом квартале 2015 года сократилась на 10%, а в региональный – на 25%. Такое непропорциональное сокращение обусловлено ростом объема производства автомобильного бензина за налогооблагаемый период. Кроме того, на территории РФ реализуется 94% произведенного бензина, тогда как дизельного топлива – около 50%. Для дизельного топлива понижение акциза составило 34-55% в зависимости от класса. Но поступления в консолидированный бюджет сократились на 32,9%, в региональный бюджет - на 6,8%.

Сокращение ставок акциза 1 января 2015 года снизило роль налога в бюджетной системе. В то же время, уменьшение собираемости может происходить диспропорционально понижению ставки, так как налогооблагаемой базой является топливо, реализуемое на внутреннем рынке. Соответственно в случае роста внутреннего потребления, собираемость данного налога возрастет без применения мер по увеличению ставки.

Анализ международного опыта показывает, что не существует универсальной и достаточного гибкой системы налогообложения минерально-сырьевого сектора, поэтому налоговая политика государства должна учитывать особенности отрасли на конкретной территории. Россия также использует многие из существующих механизмов изъятия ренты, адаптируя их для решения фискальных и отраслевых задач.

По структуре налоговых изъятий и источникам обложения существующая система налогообложения нефтегазового сектора России ближе к развивающимся странам. Преобладающая роль отводится механизмам изъятия условно-дифференциальной ренты. Условно потому, что действующая система в первую очередь защищает краткосрочные финансовые интересы нефтяных компаний за счет демпфирования скачков стоимости нефти и валюты на мировом рынке, и только потом в определенной степени учитывает разнообразие условий добычи, транспортировки и реализации нефти. Так, если для бюджета при различных параметрах нефтяных котировок и курса доллара объем поступлений будет меняться многократно, то для нефтяных компаний защищенный уровень поступлений составляет не менее 15-17 долл. за барр. и не стимулирует их к поиску революционных решений тех проблем, которые накопились в отрасли. Изменение ставки налогообложения в зависимости от сложности разработки месторождения оценивается не более 10-15%.

Реализованный «налоговый маневр» пока не вызывал значимого увеличения нагрузки на нефтегазовые компании, но он и не в полной мере отвечает долгосрочным интересам развития отрасли. Уровень дифференциации рентных платежей (прежде всего, НДПИ) мог бы быть несколько более высоким, чтобы учитывать разные условия залегания ресурсов, а амортизационная политика более комфортной, чтобы поощрять инвестиционную активность и вовлекать в оборот трудноизвлекаемые запасы.

Радикальные изменения налоговой системы в ближайшем будущем не представляются целесообразными. Тем более, что сложившаяся система обложения нефтегазовых доходов выполняет не только фискальную функцию, но и функцию ценового регулирования для внутреннего рынка нефтепродуктов, через который налоговая нагрузка перераспределяется на прочие отрасли экономики (среди крайне чувствительных отраслей – АПК, транспорт, торговля).

***Особенности системы налогообложения нефтяного сектора в России***



# Российская практика: перераспределение налоговой нагрузки

Из-за увеличения НДПИ заметно повысилась стоимость нефти для переработки на российских предприятиях, что создало риски перераспределения роста налоговой нагрузки на прочие отрасли экономики. Частично эти риски были нивелированы снижением акцизов на топливо. Однако роль акцизов не была столь значима, поэтому наблюдалось падение рентабельности НПЗ и сокращение объемов производства. В 2014 году на российских НПЗ первичная переработка нефтяного сырья выросла до 288,49 млн. тонн, или на 5,9%. В первом кварте 2015 года первичная переработка уменьшилась на 0,8% по сравнению с 2014 годом, во втором квартале 2015 года эта тенденция усилилась, и снижение составило 2,1%.

|  |  |
| --- | --- |
| ***Темпы роста первичной переработки нефтяного сырья на НПЗ России, год к году, %*** | ***Динамика инфляции и розничных цен на бензин АИ-92, %*** |
|  |  |
| *Источник: Росстат* | *Источник: Росстат* |

Сокращение уровня переработки нефти наиболее существенно отразилось на производстве дизельного топлива и авиационного керосина. Также последовало сокращение производства топочного мазута, за счет технического переоснащения производства и переориентацией на выпуск битумных материалов. Производство керосина за первые полгода 2015 года уменьшилось на 13%, заметное падение произошло в первом квартале 2015 года, что отчасти было вызвано спадом пассажиропотока из-за волатильности рубля по отношению к основным валютам. За первые шесть месяцев 2015 года дизельного топлива было произведено всего на 0,3% меньше относительно 2014 года, но по итогам второго квартала 2015 года снижение составило 2,6% относительно 2014 года. Выпуск топочного мазута упал в 2015 году на 5,4% за первое полугодие 2015 года, что соответствует показателям 2013 года. Между тем, общее падение производства не отразилось на выпуске автомобильного бензина, темпы роста которого за счет модернизации нефтеперерабатывающих мощностей увеличились в первом полугодии 2015 года на 2,6%.

В целом, налоговый маневр пока не оказал сильного негативного влияния на топливный рынок. Структура стоимости топлива не претерпела существенных изменений, произошло лишь перераспределение удельного веса налогов. Так, на 6% возросла доля НДПИ, на 8% сократился удельный вес акциза. Однако уже в ближайшей перспективе вероятен рост розничных цен для компенсации потерь переработчикам. Маловероятно, что он будет чрезмерным, однако часть налоговой нагрузки нефтяники смогут «делегировать» потребителям.

# Альтернативное использование налоговых ресурсов в отрасли

Общее налоговое бремя на нефтяную отрасль сегодня нельзя назвать критическим, однако очевидна снижающаяся эффективность этого налогообложения как для бюджета, так и для отрасли. Высокая рентабельность нефтяного сектора в 2000-е годы сформировала недостаточно качественные механизмы перераспределения этих сверхдоходов в экономике страны, поощряя в том числе не всегда конкурентоспособные производства. Масштабы перераспределения ресурсной ренты в экономике уже достаточно велики – только самые крупные и легко вычленяемые перетоки составляют до трети от получаемых рентных платежей. Между тем, собственные проблемы отрасли не решались, и при существующем подходе не будут решены в ближайшем будущем.

***Масштабы перераспределения ренты в экономике***



Несмотря на продолжающийся в 2015 году рост добычи нефти, в ряде компаний отмечается сокращение добычи. Так, в первой половине 2015 года добыча нефти в ПАО «ЛУКОЙЛ» сократилась на 4,3% к аналогичному периоду предыдущего года. НК «Роснефть» показала снижение добычи в Западной Сибири на 3,2% к аналогичному периоду предыдущего года.

В первую очередь, сокращение происходит в связи с выработанностью эксплуатируемых месторождений. Согласно проекту Генеральной схемы развития нефтяной отрасли России до 2035 года добыча нефти на действующих разрабатываемых месторождениях может сократиться на 34,5% до 237 млн. тонн в год (сейчас на эти месторождения приходится около 70% всей добычи в стране).

Для удержания текущих объемов добычи необходимо вводить в эксплуатацию новые месторождения. С одной стороны, объемы бурения в последние годы стабильно увеличивались, превысив 21,6 млн. м. в 2013 году. С другой, наблюдающиеся темпы роста обусловлены эффектом низкой базы из-за катастрофического падения в 90-е годы. Нефтедобыча сегодня уже приближается к советским уровням, а вот объемы бурения пока еще отстают не менее, чем в 1,5 раза. По оценкам Минэнерго, поддержать текущий уровень добычи возможно при увеличении эксплуатационного бурения на 5-7%. Оценки нефтяных компаний сводятся к росту показателя на 50% от текущих значений, то есть 30 млн. погонных метров в год при текущих – 20 млн. метров.

Проблему усугубляется массовым списанием установок, которое приходится как раз на текущий период, при том, что спрос смещается в пользу более тяжелого и технологичного оборудования, которое почти не производится в России.

|  |  |
| --- | --- |
| ***Проходка бурения, млн. м.*** | ***Динамика нефти Brent, долл. за баррель*** |
|  |  |
| *\* оценка*  *Источник: Deloitte* | *Источник: BP Statistical Review of World Energy* |

Проведенный налоговый маневр позволяет зафиксировать статус-кво, однако не способен решить проблемы восстановления ресурсной базы. Вопрос упирается в необходимость значительных инвестиций, которых у компаний просто нет. И даже если продолжить политику предоставления адресных льгот для трудноизвлекаемых запасов, она не позволит переломить формирующуюся негативную тенденцию.

Поэтому возникает вопрос об оценке альтернативы использования изымаемых налогами ресурсов для решения насущных задач отрасли. На повестке дня дальнейшее распространение налоговых льгот (сегодня они охватывают уже почти треть добычи) или применение таких инструментов налогообложения как налог на дополнительный доход (НДД) или налог на финансовый результат (НФР).

Основой для расчета НДД является денежный поток от добычи нефти и Р-фактор, отражающий в той или иной мере экономическую эффективность разработки конкретного месторождения. НДД учитывает горно-геологические и географические условия добычи углеводородов, так как напрямую связан с показателями прибыльности месторождения (с дополнительным доходом и Р-фактором). Плавающая ставка НДД делает такую систему привлекательной для разработки новых лицензионных участков. В то же время формируется риск, что компания может так планировать свою деятельность, чтобы находиться в области низкой налоговой ставки, не повышая эффективность производства.

Базой для расчета НФР является прибыль. Наиболее распространены в мировой практике фиксированные ставки налогообложения прибыли. В отличие от плавающей ставки НДД ставка НФР зафиксирована на высоком уровне, что для может восприниматься негативно многих новых проектов, но приветствоваться в тех проектах, которые уже генерируют прибыль и где за счет применения новых технологий добычи можно повысить рентабельность проекта. Для бюджета основной риск заключается в сложности контроля за расходами, уменьшающими налогооблагаемую базу.

В целом, внедрению этих налогов должна предшествовать разработка специального законодательства, регулирующего трансфертное ценообразование. Российский рынок сырой нефти характеризуется высокой концентрацией нефти в рамках вертикально-интегрированных нефтяных компаний, на которые приходится 87% добычи в стране, непрозрачностью и ограниченным числом участников, большинство из которых интегрировано или связано с ВИНК. Транспортные ограничения делают рынок сырой нефти еще менее конкурентным. В результате, несмотря на достаточно активную работу ФАС и выделение специализированных дивизионов в составе ВИНК, на внутрироссийском рынке нефти доминируют трансфертные цены, которые не могут служить прогнозируемой базой для налогообложения.

Кроме того, эффективность системы налогообложения, ориентированной на финансовый результат, чрезвычайно зависит от качества нефтяного рынка, а именно наличия развитого нефтесервисного рынка с доступом к ведущим технологиям, наличия большого числа малых и крупных игроков, способных войти в новый проект или интенсифицировать добычу на выбывающем фонде скважин, наличия рынка новых и эксплуатируемых проектов различного масштаба и т.д. К сожалению, ничего этого на российском рынке сегодня не наблюдается.

Можно достаточно уверенно говорить о том, что в условиях благоприятной конъюнктуры сырьевых рынков эксперименты с НДД и НФР могли бы быть относительно удачными, однако в условиях неблагоприятной конъюнктуры, сопровождающейся ограничением в доступе на рынок технологий, они, скорее всего, не смогут выполнять ни фискальные, ни отраслевые задачи, возложенные на них. По оценкам Минэнерго, при цене нефти 50 долл. за баррель значительная часть новых проектов по добыче нефти и газа в Арктике и Восточной Сибири становится нерентабельной, что влечет сокращение поступлений в бюджет.

Для решения проблемы восстановления ресурсной базы целесообразно рассмотреть возможность создания специальных отраслевых фондов, аккумулирующих ресурсы на разведку и разработку недр (по аналогии с опытом Канады или специальными инвестиционными контрактами, предусмотренными ФЗ «О промышленной политике»). Те задачи, которые предполагалось решить за счет новых видов налогообложения, могут быть решены и в рамках совершенствования (и синхронизации) амортизационной политики, НДПИ и экспортных пошлин. Одновременно необходимо продолжать оптимизацию существующих налоговых льгот и административных процедур (не исключая локальные эксперименты с НФР и НДД) в целях стимулирования малых независимых добывающих и нефтесервисных компаний, способных стать агентами для инновационного развития отрасли, и решения вопросов трудоустройства в городах Западной Сибири, где сосредоточен наибольший фонд выбывающих месторождений.

# Негативные вызовы, связанные с изменениями на мировых рынках нефти и газа

# *Ценообразование и проблемы прогнозирования*

Текущий этап эволюции ценообразования на нефть на международных рынках обладает рядом существенных особенностей:

* сочетание периодов высокой волатильности (2008-2009 гг., 2014-2015 гг.) и периодов стабилизации, когда цены движутся в строго ограниченном коридоре (2011-2013 гг.);
* возрастание роли фундаментальных факторов (баланса спроса и предложения) в динамике цен после продолжительного периода преобладания финансовых и геополитических факторов (2001-2013 гг.). С середины 2014 г. взрывообразный рост добычи сланцевой нефти в США в сочетании с восстановлением добычи в странах ОПЕК привели к усилению дисбаланса и способствовали резкому падению цен на нефть осенью 2014 г.;
* сохранение высокой чувствительности динамики цен на товарных нефтяных рынках к перетокам капитала с финансовых рынков (как следствие реализации программ количественного смягчения, проводимых ФРС США, ЕЦБ и др.) и изменению курса доллара США как основной валюты, в которой номинируются цены на нефть.

Ценообразование на международных нефтяных рынках остается многофакторным и зависимым от внешних воздействий (перетоков капитала, геополитических рисков, реже – природно-климатических явлений). Вместе с тем, как показал опыт 2014-2015 гг., существенный отрыв цен от баланса спроса и предложения нефти возможен лишь в периоды относительной стабилизации этого баланса. С другой стороны, обвал мировых цен на нефть, произошедший осенью 2014 г., был бы невозможен в условиях сохранения программ количественного смягчения в США (QE3 была завершена 29 октября 2014 г.) и угрозы большой войны в Персидском заливе с участием Саудовской Аравии и Ирана (реальное движение в сторону отмены санкций против Ирана было начато 24 ноября 2013 г.). Иные геополитические риски, включая войну с ИГИЛ, украинский кризис и пр., не угрожающие непосредственно нефтедобывающим районам, и ранее не играли существенной роли в динамике цен на нефть.

Столь сложный характер ценообразования, отражающий одновременно тенденции развития мировой экономики и экономики отдельных стран (США и КНР), динамики развития финансовых рынков (индекс доллара США, доходность наиболее ликвидных инвестиционных активов), международные отношения (главным образом, военные угрозы в зоне Персидского залива) и фундаментальные факторы нефтяного рынка (изменение спроса на моторные топлива в США, КНР и ЕС, складских запасов нефти в США, свободных добычных мощностей Саудовской Аравии и компаний, добывающих сланцевую нефть в США, динамика издержек производителей, динамика инвестиций в разведку и добычу нефти и пр.), не позволили до сих пор разработать имитационную прогнозную модель поведения нефтяных цен, которая бы адекватно отвечала их реальной динамике.

В перспективе на нефтяные цены будут воздействовать как постоянные факторы, так и переменные.

К постоянным факторам, которые будут оказывать понижающее давление на нефтяные цены, прежде всего, относятся:

* увеличение потенциального предложения нефти на мировом рынке за счет экономически эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов;
* сужение потенциального роста спроса на нефть со стороны как развитых, так и развивающихся стран в силу снижения нефтеемкости экономики, изменения структуры автомобильного парка, опережающего развития газохимии и пр., особенно в случае восстановления относительно высоких цен на нефть;
* неизбежность ужесточения регулирования финансовых рынков в целях преодоления кризисных явлений в мировой экономике. В частности речь идет об установлении спекулятивных ограничений для товарных фьючерсных контрактов и в конечном итоге на свопы подобных производных финансовых инструментов. Наиболее вероятно, хотя и путем преодоления сильного сопротивления участников рынка, возвращение США к нормам банковского закона 1933 г. Гласса-Стигалла в части запрета коммерческим банкам заниматься инвестициями на финансовых рынках, а также распространение этого закона на рынок ЕС и, возможно, других развитых стран. Это может привести в перспективе к существенному оттоку спекулятивного капитала с товарного рынка нефти.

К факторам, оказывающим повышающее давление на нефтяные цены можно отнести следующие:

* рост средней себестоимости добычи нефти за счет увеличения доли трудноизвлекаемых запасов (однако при это следует учитывать обратный процесс повышения экономической эффективности новых технологий и оборудования);
* поступательное снижение нефтеемкости мировой экономики, ограничивающее негативные эффекты для ее развития от роста цен на нефть. Это приводит к тому, что экономика легче приспосабливается к высоким ценам. Отсюда можно сделать вывод об относительности возможного коридора изменений нефтяных котировок, где верхний уровень, в номинальных ценах, может постоянно смещаться вверх;
* желательность поддержания относительно высоких цен на нефть для обеспечения конкурентоспособности и окупаемости капиталоемких проектов в области развития возобновляемой и альтернативной энергетики;
* геополитические риски. Основные геополитические риски могут быть связаны с двумя факторами: нестабильность и вооруженные конфликты на Ближнем Востоке и в Центральной Азии; угрозы морским путям транспортировки нефти со стороны пиратства, терроризма и локальных вооруженных конфликтов.

Также в обоснование прогнозного роста цен на нефть часто приводится фактор возросших бюджетных потребностей стран – членов ОПЕК. Однако данный фактор представляется не вполне состоятельным в силу снижения геополитической роли ОПЕК под влиянием движения США к энергетической самообеспеченности и существенной диверсификации поставщиков углеводородов со стороны ЕС и стран АТР.

В условиях снижения цен на нефть прекратила действовать характерная для периода 2011-2013 гг. тенденция к поддержанию существенного спрэда между ценами на марки нефти Brent и WTI. По состоянию на сентябрь 2015 г. разница в ценах колеблется в традиционном диапазоне до 2-3 долл. за баррель. Вместе с тем в перспективе изменение соотношений спроса и предложения на региональных рынках, а также перераспределение торговых потоков нефти создают предпосылки для увеличения изоляции трех региональных рынков: Северной Америки с маркером WTI, Европы с маркером Brent и АТР, где на данный момент конкурируют сразу несколько маркерных сортов нефти. Эту возможность «регионализации» по-прежнему нельзя не учитывать при прогнозировании цен нефти.

# Текущий этап эволюции ценообразования на газ на международных рынках

Исторически международная торговля газом отстает от нефтяного рынка как с точки зрения числа участников и ликвидности, так и развития собственного биржевого ценообразования. Если современный биржевой рынок нефти начал складываться еще в 1986 г., то рынок газа – только в конце 1990-х – 2000-е гг. и до сих пор охватывает лишь отдельные страны (главным образом, США, Великобританию и часть стран континентальной Европы).

При этом международные механизмы ценообразования на природный газ сохраняют выраженный региональный характер, что продиктовано степенью зрелости отдельных рынков, а также структурой предложения газа на них (долей импорта в общем потреблении, долей долгосрочных контрактов и СПГ в импорте).

Однако непосредственно на наших глазах происходят масштабные изменения:

* быстрый рост доли спотовой (преимущественно – гибридной) торговли газом в странах континентальной Европы;
* рост межрегиональных связей под воздействием увеличения торговли СПГ, в т.ч. с учетом перспектив начала экспорта СПГ из США на условиях поставок, привязанных к котировкам Henry Hub;
* кризис традиционной модели ценообразования в Японии и Республике Корее, основанной на нефтепродуктовой привязке. Весной 2015 г. на этом рынке произошла собственная маленькая революция: впервые после 2005-2006 гг. цены на СПГ в Японии сравнялись с ценами на европейских газовых хабах, хотя еще в сентябре 2014 г. цены в Японии были в два раза выше европейских. Вряд ли эта тенденция будет устойчивой, но общий вектор на отказ от традиционной «премиальности» рынка Северо-Восточной Азии создает значительные риски для всех новых проектов производства СПГ, экономическое обоснование которых исходило из сохранения межрегиональных ценовых дифференциалов в долгосрочной перспективе. Также это приведет к росту привлекательности европейского рынка СПГ.
* либерализация ценообразования на газовом рынке КНР с перспективой создания в стране одного или нескольких относительно ликвидных газовых хабов.

Основная эволюция механизма ценообразования на рынке газа, также как и на рынке нефти, в последнее десятилетие заключалась в развитии производных финансовых инструментов как элемента биржевой торговли. Поскольку основной функцией фьючерсных рынков является определение будущей цены на поставки товара, их роль в формировании спотовой цены приобрела доминирующий характер.

Биржевая торговля природным газом является доминирующей формой на высокоразвитых рынках, к которым можно отнести рынки природного газа США и Великобритании. Формирование цен на газ на спотовых рынках под воздействием конкуренции газ-газ не означает, что цены на конкурирующие виды топлива не оказывают влияние на газовые цены. Основные группы потребителей зачастую имеют возможность переключаться в ответ на ценовые сигналы между газом и углем (как в ЕС в последние годы) или мазутом: газовые рынки имеют сложную систему организации, поскольку показатели эластичности варьируются по сегментам рынка и вследствие конкуренции с различными видами товаров-субститутов.

Формула ценообразования на газ, учитывающая изменение альтернативных видов топлива, в частности нефти, широко используется на рынках газа в континентальной Европе и Азии. В формулу цены газа так же могут включаться несколько конкурирующих видов топлива. Таким образом, изменение цен на них приводит к коррекции цены на газ, при этом данные изменения отражаются на цене газа в временным лагом от 6 до 9 месяцев. Необходимо учитывать, что большинство контрактов, содержащих в себе формулу ценообразования с привязкой к цене на альтернативные виды топлива содержат в себе условия «бери или плати», что ограничивает покупателей газа в возможности перехода от данной модели ценообразования в сторону других механизмов.

Поскольку механизмы ценообразования на газ носят выраженный региональный характер и зависят от степени развитости рынка и характерной для него конъюнктуры, набор факторов, оказывающих воздействие на цену газа существенно различается в зависимости от региона мира, что отражается в значительном отличии как уровня, так и волатильности цен.

На рынках газа с использованием механизма «ручного» регулирования цены, а так же механизмов ценообразования по формуле «издержки плюс» ключевыми факторами являются операционные издержки на добычу природного газа, налоговая политика страны по отношению к добывающим отраслям, а так же устанавливаемый уровень нормы рентабельности производителя. Как правило, статистические данные по данным рынкам является закрытыми, что ограничивает возможность их анализа и прогноза.

На рынках, формирование цены на газ на которых происходит исходя из цен на конкурентные виды топлива, т.е. с использованием формулы привязки к цене на нефть (уголь, электроэнергию), определяющим фактором их динамики будет являться цена на эти товары субституты.

Два самых ликвидных рынка газа – США и Великобритании, длительное время находившихся в синхронном состоянии по уровню цены, начиная с 2010 г. потеряли взаимосвязь. Причиной этого стала зарождающаяся тенденция регионализации газового рынка США, вызванная ростом собственной добычи нетрадиционного газа. Таким образом, был прерван зарождавшийся тренд глобализации цены газа.

Основным направлением развития международных рынков газа станет переход к более устойчивой системе межрегионального ценового арбитража, в которой заметно повысится зависимость одних регионов от других, при этом, помимо трех существующих центров ценообразования (Северная Америка, Европа, Северо-Восточная Азия) появятся еще несколько (Индия, Южная Америка, Ближний Восток и, менее вероятно, другие). Увеличение числа точек ценообразования на фоне увеличения абсолютных и долевых объемов торговли СПГ уже к 2020 г. потребует создания устойчивых механизмов передачи ценовых сигналов между региональными рынками газа, на что будет накладываться кризис ценообразовательной модели с привязкой к динамике нефтяного рынка и расширение биржевой торговли, особенно в Северо-Восточной Азии и Европе.

# Проблемы прогнозирования мировых цен на нефть на международных рынках

В отличие от относительно инерционных величин – потребления и добычи нефти и газа, цены отличаются высокой волатильностью и зависимостью от множества внешних по отношению к нефтегазовому комплексу факторам. Это обуславливает объективную сложность их прогнозирования.

Всю совокупность прогнозных методов, которые могут быть в том или ином виде использованы при прогнозировании цен, можно разделить на три группы на основе используемой информации: фактографические, экспертные и комбинированные. *Фактографические методы* базируются на первичной информации об объекте. *Экспертные методы* используют информацию, получаемую от специалистов-экспертов; те, в свою очередь, предварительно обобщают фактографическую или иную информацию. *Комбинированные методы* используют смешанные информационные массивы, т.е. и факто­графическую информацию и экспертную (рис. 1).

В левой подгруппе*фактографических методов* (на рис. 1 этоэконометрические методы) перечислены наиболее употребительные при прогнозировании цен эконометрические подходы.Эконометрические методы широко используются в большинстве прогнозных исследованиях по мировому нефтегазовому комплексу: EIA, ExxonMobil, BP, ИНЭИ, в меньшей степени – МЭА, Гринпис, ОПЕК.

В пользу использования количественного подхода к прогнозированию цен, который реализуется на основе эконометрических методов, можно привести следующие аргументы: 1) эконометрические методы прогнозирования входят в большинство известных статистических пакетов прикладных программ; 2) представленные методы основываются на реальной статистической информации и поэтому в отличие от экспертных методов объективны; 3) современ­ные инструменты эконометрических исследований позволяют ком­бинировать и синтезировать эконометрические и экспертные методы.



При прогнозировании применяются три основных класса эконометрических моделей:

1) модели временных рядов, предназначенные для прогнозирова­ния экономической динамики;

2) регрессионные модели с одним уравнением (в них зависимая пе­ременная у представляется в виде функции у =*f* (х1…хn), где (х1…хn) — независимые (объясняющие) переменные). Модели делятся на линейные и нелинейные;

3) системы эконометрических уравнений (описываются систе­мами одновременных уравнений, состоящих из тождеств и регрессионных уравнений, каждое из которых может, кроме объясняющих переменных, включать также объясняемые пе­ременные из других уравнений системы).

*Экспертные (интуитивные) методы* прогнозирования энергетики в большей или меньшей степени используются всеми ведущими энергетическими агентствами, но особенно часто Royal Dutch Shell и EIA. Говоря о применении этих методов, в первую очередь имеются в виду прямые прогнозные оценки. В случае применения *методов экспертных оценок* для предвидения результатов развития энергетики преимущественно реа­лизуется *качественный подход* к прогнозированию.

При прогнозировании цен используются также многие из *комбинированных методов*, обозначенных на рисунке 1. Особенно широко применяются: сценарный метод (наиболее яркий пример – Shell, элементы встречаются у МЭА), моделирование на основе нейронных сетей и имитационное моделирование (наиболее яркий пример – EIA и ИЭС, немного меньше – ИНЭИ, элементы встречаются у МЭА, Гринпис, ExxonMobil, BP).

Для базового сценария почти во всех прогнозных системах используется *индексный метод –* один из видов факторного анализа*.* Данный подход предполагает определение общего тренда в долгосрочной перспективе и не учитывает краткосрочных колебаний конъюнктуры.

В целом основной проблемой применения всех выше описанных методов к прогнозированию биржевых цен на нефть (и зависимых от них цен на природный газ) является невозможность построения адекватного прогноза на основе рыночного баланса спроса и предложения, даже в случае правильного определения последних (что также непросто, поскольку требует ясного понимания динамики НТП). Ни одна из известных сегодня моделей не способна учесть весь набор факторов, влияющих на ценообразование нефти, среди которых некоторые носят принципиально нерасчетный характер (геополитические риски и изменение государственного регулирования), а другие являются труднопрогнозируемыми сами по себе (показатели развития финансового рынка, в т.ч. курс доллара США).

Накопленный за 1980-2010-е гг. опыт прогнозирования мировых цен на нефть свидетельствует о возможности адекватного прогнозирования лишь широкого диапазона изменения цен на нефть, определяемого нижней (как правило, минимальные издержки добычи и транспортировки) и верхней (обычно достижение критического уровня издержек экономики) границ прогнозного коридора. Однако поступательный НТП и снижение нефтеемкости мировой экономики приводят к постепенному расширению этого коридора.

При этом следует отметить, что при подготовке наиболее известных прогнозов (например, МЭА и EIA), цены на нефть фактически не рассчитываются, а задаются как сценарная предпосылка, т.е. фактически являются экспертным мнением.

# Новые поставщики

# Изменение структуры мирового предложения нефти по странам

Основное предложение на мировом рынке формируют страны ОПЕК (39%), США (13%) и Россия (12%). На остальные нефтедобывающие страны, по данным МЭА, приходится всего 36% мировой добычи нефти. При этом традиционная нефть активно замещается высокотехнологичной нефтью, доля которой в перспективе будет неуклонно расти, приближаясь к 30% в 2040 г.

Ключевое изменение последних лет – резкий рост добычи нефти в США: +72% в 2014 г. к минимальному уровню 2008 г. В 2014 г. прирост добычи составил почти 16%. В итоге доля США на мировом рынке возросла с 7,6% в 2008 г. до 12,3% в 2014 г., по данным BP. Уровень самообеспеченности потребления нефти вырос в США за тот же период с 34,5% до 62,2%. Это принципиально изменило ситуацию в международной торговле нефтью. США стали вторым балансирующим производителем на мировом рынке, потеснив многолетнюю монополию Саудовской Аравии. Несмотря на сохранение запрета на экспорт сырой нефти из США, растущая добыча в США повлияла на мировой рынок через снижение импорта сырой нефти. В 2015 г. производители сланцевой нефти в США показали способность наращивать добычу даже в условиях падающих цен. Использование буровых установок на американском рынке сокращается, но падения добычи не происходит. Причина – в непрерывном совершенствовании технологий и повышении эффективности бурения.

Сланцевая добыча достаточно диверсифицирована по уровню себестоимости. В условиях низких цен закрываются наименее эффективные проекты, что делает отрасль более устойчивой к ценовой волатильности. Кроме того, в сланцевой отрасли США действуют демпфирующие факторы: хеджирование, закредитованность компаний и т.д.

Критическим для динамики сланцевой добычи является ценовой диапазон 50-60 долл. за баррель WTI, однако этот порог в целом имеет тенденцию к снижению, а не к росту.

При условии увеличения цен на нефть рост добычи жидких углеводородов в США может продолжиться достаточно высокими темпами еще 3-4 года и лишь затем достигнет уровня естественной стабилизации.

Стратегия Саудовской Аравии по вытеснению производителей с высокими затратами на добычу нефти за счет поддержания низких цен на текущий момент не дала ощутимых результатов, ее эффект может проявится не ранее, чем через 2-3 года, когда начнут проявляться первые последствия снижения капиталовложений в крупные добывающие проекты. Таким образом, ОПЕК должна придерживаться политики низких цен еще, как минимум, до 2018 г.

В перспективе торговые потоки на мировом рынке нефти существенно изменятся. За счет роста добычи нефти сланцевых плеев в США и битуминозных песчаников в Канаде Северная Америка, по всей видимости, станет нетто-экспортером нефти не позднее 2025 г. Латинская Америка (в первую очередь, Бразилия благодаря разработке глубоководных месторождений) и Африка также усилят свои позиции. Однако Ближний Восток и Россия сохранят лидирующие позиции среди экспортеров. Остальные регионы-экспортеры будут терять позиции, отчасти по причине сжатия экспортных рынков из-за стагнации спроса (в Европе), отчасти из-за выхода на рынки в качестве крупного экспортера Северной Америки. Роль ОПЕК в международной торговле нефтью будет увеличиваться: к 2040 г. доля ОПЕК в мировом предложении нефти может достичь почти 50%.

Будут и дальше сокращаться объемы импорта нефти в Европу, что обусловлено снижением загрузки собственных европейских НПЗ и стагнацией спроса в развитой Европе. Наиболее перспективным рынком сбыта для сырой нефти станут страны АТР – это единственный регион, где импорт будет расти. Китай и Северо-Восточная Азия в целом не смогут самостоятельно удовлетворить свой спрос на нефть и будут наращивать импорт, в основном с Ближнего Востока, а также из Северной Америки, России и стран Центральной Азии.

После запуска новых перерабатывающих мощностей Латинская Америка должна превратиться из нетто-импортера нефтепродуктов в нетто-экспортера. В то время как импорт средних дистиллятов будет приходиться в основном на страны АТР, Европу, Африку и Латинскую Америку, растущие объемы поставок нафты будут сконцентрированы в основном в АТР. В Европе будет наблюдаться долгосрочное снижение импорта нефтепродуктов.

# Изменение структуры мирового предложения газа по странам

Основные изменения в структуре мирового предложения нефти в последние годы связано с резким ростом добычи газа в США и КНР при стагнации добычи в России и существенном снижении темпов прироста в странах Ближнего Востока. Также, как и ожидалось, усилилась тенденция к падению собственной добычи газа в ЕС.

Существенной тенденцией развития мирового газового рынка остается его регионализация, противостоящая доминировавшей ранее тенденции глобализации, двигателем которой является рост торговли СПГ. Регионализация опирается на политическую реакцию крупнейших экономик мира на рост агрессивности внешней политики стран-экспортеров газа (создание «газового ОПЕК», политика Венесуэлы, России и др.), возрастающие в связи с ними геополитические риски (Иран, Нигерия, Ливия, Венесуэла и др.), стремительный рост цен на импортируемые энергоресурсы в 2000-е гг. В этих условиях развитые страны, а также КНР, нацелены на достижение двух целей: рост самодостаточности в обеспечении внутреннего рынка за счет разработки собственных традиционных и особенно нетрадиционных источников газа, что в числе прочего должно способствовать снижению цен (положительный пример – динамика цен на газ в США в 2008-2013 гг.) и максимальная диверсификация оставшихся внешних источников поставок. Обе тенденции в перспективе способны существенно изменить географию мировой добычи и международной торговли трубопроводным и сжиженным газом и заметно ослабить позиции России и других крупных традиционных поставщиков газа на рынке ЕС.

Ресурсы нетрадиционного газа в обозримой перспективе останутся в первую очередь ресурсами локального (местного) энергопотребления. Однако реализация потенциала, который таится в нетрадиционном газе, потребует значительных инвестиций в его добычу, транспортировку и доставку потребителям. За 2010-2035 гг., по оценкам МЭА, объём подобных инвестиций может составить до 9,5 трлн долл., причём более половины этой суммы будет приходиться на развивающиеся страны.

Следует заметить, что порядка 20% добываемого в мире газа не поступает на товарный рынок. Часть этого газа используется для повторной закачки в нефтяные скважины для поддержания нефтяного дебита, часть подвергается сжиганию на факелах, часть списывается на потери в процессе добычи. Однако объемы потерь газа, приходящихся на его сжигание на факелах, в последние годы имеют тенденцию к сокращению. Это происходит на фоне проводимой активной политики в этой области различными государствами.

В перспективе развивающиеся страны Азии – это единственный регион, который поменяет статус нетто-экспортера природного газа на нетто-импортера, при этом наибольший рост импорта ожидается в КНР и Индии. При этом в перспективе до 2020 г. в АТР ожидается и основной прирост производства СПГ, что сохранит тенденцию к регионализации рынка.

Северная Америка за счет добычи сланцевого газа обеспечит полную самодостаточность, снизит зависимость от внешних поставщиков, получит возможность гибко реагировать на колебания рыночной конъюнктуры, изменять направления поставок на наиболее прибыльные рынки.

Большая неопределенность остается с перспективами экспорта газа из США, особенно в период до 2020 г. По последним прогнозам IEA, США способны поставить на мировой рынок около 60 млрд м3 СПГ в год в 2020 г. и 94 млрд - в 2030-2040 гг., однако насколько этот потенциал будет реализован неясно. Суммарная проектная мощность уже строящихся 6 СПГ-заводов в США составляет 78 млрд м3 в год, однако законтрактованные объемы по ним не подразумевают юридических обязательств сторон, по сути это предварительные соглашения. Можно ожидать строительства еще 3 из 36 заявленных заводов (Corpus Christi T3, Sabine Pass T5-6 и Elba Island LNG) суммарной мощностью 22 млрд м3 в год. Большая часть американского СПГ ориентирована пока на Японию и Республику Корею. Однако даже на рынке этих двух стран он потенциально займет не более 20-25%, вытесняя, прежде всего, ближневосточный газ. Основное значение «сланцевой революции» и ожидания превращения США в страну-экспортера газа по-прежнему заключается в ценовом давлении Henry Hub на ценообразование в Северо-Восточной Азии.

В целом, развитие добычи сланцевого газа в США будет оказывать значительное влияние на мировые рынки, прежде всего в части перераспределения потоков СПГ, роль которого в международной торговле газом существенно возрастет. С 2016-2018 гг. возможно начало экспорта СПГ из США и Канады. Этот экспорт будет направляться, прежде всего, на рынки АТР, Латинской Америки и Европы. Помимо США и Канады, крупным экспортером СПГ станет Австралия, которая к 2018 г. обгонит Катар по объему мощностей сжижения, а также Восточная Африка. Появление новых крупных игроков на рыке СПГ достаточно сильно скорректирует направления поставок традиционных производителей, которые все больше будут ориентировать свой экспорт на Азию.

Страны ОПЕК стремительно теряют свои позиции на газовом рынке, как из-за появления новых игроков (США, Австралия), так и из-за резкого роста внутреннего спроса на газ и необходимости удовлетворить его для решения социальных проблем.

Большие запасы нетрадиционного газа в Китае и стремление их активно разрабатывать в сочетании с успешной диверсификацией импорта, опережающим развитием инфраструктуры и реформой ценообразования на внутреннем рынке делают его хотя и сложно прогнозируемым, но все более важным для мирового рынка игроком. При этом КНР усиливает позиции в других регионах участием своих компаний в разработке ресурсов и поставках газа по долгосрочным контрактам с заниженными ценами.

В целом даже к 2040 г. почти 70% мировой добычи будет приходиться на традиционные источники газа. Доля сланцевого газа в мировой добыче при этом может вырасти в два раза - до 18%. Основной абсолютный прирост добычи придется на КНР и США, а также Россию, Туркмению, Иран и Австралию (в последней основной прирост придется на период до 2020 г.).

# Динамика экспортоориентированных проектов

# *Соотношение прироста мировой добычи нефти к приросту мирового экспорта нефти*

Согласно данным BP, мировое предложение нефти в 2014 г. впервые за многие годы превысило уровень потребления, однако символически: 4221 и 4211 млн т в год соответственно. Такое расхождение стало следствием принципиально различных темпов роста (к уровню 2013 г.): 2,3% в добыче и лишь 0,8% в потреблении нефти.

Международная торговля нефтью, начиная с 2009 г., продолжает поступательно расти, однако остается лишь на 2,1% выше уровня докризисного 2007 г. Основная часть нового предложения нефти обеспечивается странами-импортерами и не ориентирована изначально на экспортные рынки. В итоге доля международной торговли в мировом потреблении нефти снизилась до 61,6% против 64% в 2007 г., хотя это чуть выше, чем в период 2009-2012 гг.

# *Соотношение прироста мировой добычи газа к приросту мирового экспорта газа*

Согласно данным BP, на мировом газовом рынке сохраняется многолетняя тенденция избыточности предложения, что в 2014 г. нашло свое отражение в снижении международной торговли газом после ее затяжной стагнации. При росте поставок СПГ на 8 млрд м3 в год трубопроводные поставки снизились в 2014 г. на 43,6 млрд м3. Общее снижение международной торговли газом в 2014 г. составило 3,5%, что лишь немногим выше уровня 2010 г. Таким образом, для рынка газа еще в большей степени, чем для рынка нефти, характерно смещение нового предложения в традиционные страны-импортеры, что приводит к стагнации международной торговли. Доля последней в мировом потреблении газа в 2014 г. сократилась до 29,4% против 30,9% в 2010 году.

# Динамика мировых капитальных вложений в добычу нефти и газа

Интересно отметить, что еще до начала действия эффекта снижения цен нефть мировые доказанные запасы нефти уменьшились в 2014 г., по данным BP, на 0,05% до 239,8 млрд т. Это второй случай снижения мировых запасов нефти год к году, наблюдаемых BP начиная с 1980 г. Предыдущий имел место в 1998 г. (-1,7%). Доказанные запасы природного газа в 2014 г. увеличились, исходя из данных BP, лишь на 0,31% до 187,1 трлн м3. В целом по темпам изменения мировых доказанных запасов углеводородов в 2013-2014 гг. наблюдается худшая динамика за всю изученную BP ретроспективу (с 1980 г.), близкую к стагнации уровня мировых запасов в 2003-2006 гг.

Это может свидетельствовать о разбалансированной структуре инвестиций в нефтяную отрасль в предшествующие годы, когда интерес к росту добычи (в т.ч. в США и России) преобладал над ВМСБ. Такая инвестиционная политика предшествующих лет позволит поддержать инерцию роста добычи в условиях относительно низких цен на нефть в 2015-2017 гг., однако создает негативный фон для долгосрочного развития предложения нефти.

В условиях резкого снижения цен на мировом рынке нефти происходит масштабное снижение инвестиций нефтяных компаний. При этом под угрозой оказались наиболее высокотехнологичные проекты по добыче нефти в США (трудноизвлекаемая нефть), Канаде (битумы), Южной Америке (глубоководная добыча), шельфе северных морей, которые должны были обеспечить более половины прироста мировой добычи к 2030 году. Глубина падения инвестиций в отрасль в 2015-2016 гг. может оказаться выше, чем в кризис 2008-2009 гг., и, существенно не отразившись на мировой добыче в ближайшие годы (с учетом использования свободных мощностей Ирана в размере 0,75 млн барр. в сутки), будет иметь серьезные долгосрочные последствия через «замораживание» или перенос сроков реализации новых добычных проектов, которые должны были обеспечивать стабильность нефтедобычи после 2020 года.

На текущий момент международные нефтяные компании озвучили планы по снижению капиталовложений в 2015 г. на 65 млрд долл (по отношению к бюджетам, утвержденным в 2014 г.). Лидеры снижения – ConocoPhillips (-31%), OMV (-29%) и Petrobras (-27%). По оценкам Wood Mackenzie в 2015 г. объем капиталовложений в нефтяную отрасль может снизиться на 100 млрд долл. Иными словами, падение нефтяных цен может привести к сокращению объема капиталовложений в 2015 г., по разным оценкам, от 9% до 30%, при том, что в кризисном 2009 г. капиталовложения упали на 15%.

При этом, по оценке Goldman Sachs, до 1 трлн долл. запланированных инвестиций в будущие добычные проекты (без учета сланцевых проектов в США) могут оказаться убыточными при цене нефти ниже 70 долл. за баррель.

# Избыточное предложение и сокращение потребности в энергоресурсах

# *Текущие изменения, происходящие в динамике мирового спроса на нефть*

В 2014 г. впервые с 2006 г. BP зафиксировало незначительно превышение добычи нефти над потреблением. При этом, ч за прошедшие 50 лет, с 1965 г., обратная ситуация превышения потребления нефти над добычей отмечалась BP лишь 15 раз (для 1985, 1987, 1989, 1992, 1994-1995, 1999, 2002 и 2007-2013 гг.).

Несмотря на снижение мировых цен на нефть, розничные цены на нефтепродукты для конечных потребителей во многих странах упали с октября 2014 г. по сентябрь 2015 г. не столь существенно. Вертикально-интегрированные компании стремятся компенсировать падение прибыли в сегменте upstream ее ростом в сегменте downstream.

Также в ряде развивающихся стран потребление нефтепродуктов субсидировалось государством, которое в условиях снижения цен на нефть сократило объемы субсидий, что не позволило ценам серьезно упасть. В отдельных развивающихся странах, включая страны СНГ, поддержанию высоких розничных цен способствовала девальвация национальных валют.

В целом снижение цен привело к тому, что ведущие энергетические агентства в настоящее время ожидают ускорения потребления жидких углеводородов в 2015-2016 гг. Если в 2014 г., по оценке МЭА, их потребление выросло на 0,7 млн барр./сут., то в 2015 г. ожидается рост на уровне 1,4 млн барр./сут., а в 2016 г. – на уровне 1,2 млн барр./сут.

Наиболее интересно, что, вопреки многолетней тенденции, в первой половине 2015 г. развитые страны также увеличили потребление жидких углеводородов. По оценке EIA, этот рост составил 0,6 млн барр./сут к аналогичному периоду 2014 г.

Потребление жидких углеводородов в ЕС снижалось, начиная с 2008–2009 гг. и после некоторого восстановления в 2010 г. продолжило снижение вплоть до конца 2014 г. Однако в первом полугодии 2015 г. наблюдался всплеск потребления, которое выросло примерно на 2,4% к 2014 г. Данный рост был обеспечен в первую очередь ростом потребления дизельного топлива, которое занимает 42-44% в потребляемой корзине нефтепродуктов ЕС. Также наблюдались положительные темпы роста и для остальных нефтепродуктов, кроме мазута.

Но следует отметить, что ведущие мировые агентства ожидают, что данный всплеск не изменит долгосрочную тенденцию на снижение потребления нефтепродуктов в Европе. К тому же уже во II квартале 2015 г. можно увидеть определенное снижение темпов роста спроса на жидкие углеводороды в ЕС после февральского пика потребления.

В США в первом полугодии 2015 г. также наблюдается определенное ускорение спроса на нефтепродукты до 2,8% к аналогичному периоду 2014 г. В январе-июне 2015 г. средний уровень потребления бензина в США был выше аналогичного периода прошлого года на 3,1%, при том, что в 2014 г. этот темп прироста составлял всего 0,5%. Для дизельного топлива, напротив, наблюдается замедление темпов роста. В январе-июне 2015 г. потребление дизельного топлива выросло всего на 1,9% к аналогичному периоду 2014 г., в январе-июне 2014 г. темп прироста составлял 5,2%.

В Японии отрицательные темпы роста потребления жидких углеводородов начали наблюдаться с середины 2012 г., и снижение потребления наблюдается и в настоящее время. Динамика потребления большинства нефтепродуктов также остается в отрицательной плоскости. Спрос на дизельное топливо, который рос до середины 2014 г., в настоящее время снижается. Потребление бензина, керосина и СУГ последовательно снижалось в 2014 – 2015 гг. Хотя, необходимо отметить, что с середины 2014 г. падение потребления замедлилось, и в мае 2015 г. оно составило всего -0,8% к аналогичному периоду 2014 г., главным образом за счет роста спроса на мазут и нафту, который наблюдался впервые с середины 2012 г.

Основными драйверами мирового роста потребления жидких углеводородов остаются КНР и Индия. Спрос на бензин и дизельное топливо в обеих странах оказался чувствительным к благоприятной ценовой конъюнктуре. Причем КНР в условиях низких цен на нефть значительно увеличил спрос на топливо, даже с учетом замедления темпов роста экономики. В первом полугодии 2015 г. потребление жидких углеводородов в КНР составило 209,9 млн т (+7,6% к аналогичному периоду 2014 г.). Данный темп роста значительно выше темпа роста 2014 г. (2,1%). Ускорение потребления в 2015 г. наблюдается для дизельного топлива, керосина и СУГ. Потребление дизельного топлива в КНР (43% от общего потребления нефтепродуктов) в 1 полугодии 2015 г. выросло до 5,9%, что является самым высоким показателем с 2010 г. Потребление СУГ и керосина в первом полугодии 2015 г. выросло на 22% и 18,2%, соответственно.

В Индии, по данным, опубликованным в середине июля, в первом полугодии 2015 г. спрос на нефтепродукты заметно ускорился до +4,9% по сравнению с +2,8% в 2014 г. и +3,0% в 2013 г. Темпы роста потребления бензина в I полугодии 2015 г. достигли 14,1% по сравнению с +7,8% в 2014 г. и +9,2% в 2013 г. Также в I полугодии начал расти спрос на мазут (+1,8%), что отличается от падающей тенденции последних семи лет. Темпы роста потребления дизельного топлива также находятся в положительной области с середины 2014 г., что изменило тенденцию снижения его потребления, которая наблюдалась с середины 2013 г.

Таким образом, как для развитых, так и для развивающихся стран снижение цен на нефть и нефтепродукты, начиная с осени 2014 г., привело к ускорению потребления жидких углеводородов. При этом в Европе и Японии сохранятся долгосрочные тенденции на сокращение спроса на жидкие углеводороды, несмотря на текущее временное улучшение спроса. В США рост потребления, скорее всего, будет наблюдаться до конца 2016 г. В КНР и Индии темпы роста потребления вернулись на уровень 2012 г., но не превысили их.

# *Текущие изменения, происходящие в динамике мирового спроса на газ*

Если пик мирового спроса на нефть, возможно, будет пройден к 2040 г., то достижение пика спроса на газ остается за горизонтом 2060-2070 гг. Среднегодовые темпы прироста спроса на газ в ближайшие 25 лет составят 1,6% вместо 0,6% для нефти. Суммарный мировой спрос на газ к 2040 г. увеличится в 1,5 раза. Общий прирост мирового потребления газа к 2040 г. может составить около 2 трлн м3 в год, при этом 80% прироста обеспечат развивающиеся страны. В частности, четырехкратный рост спроса к 2040 г. ожидается в КНР и Индии. Также в 2,5 раза может вырасти к 2040 г. потребление в Африке, и в два раза – в Латинской Америке. Из крупных потребителей в долгосрочной перспективе снижение спроса ожидается только в Японии и ряде стран ЕС.

Однако не менее оптимистичны и прогнозы роста предложения газа. Потенциальное предложение, как и в случае с нефтью, будет превышать потенциальный спрос. В обоих случаях – благодаря массовому вводу в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов (включая сланцевый газ), особенно в крупнейших странах-потребителях - США и КНР. На эти две страны придется около 25% мирового прироста добычи газа до 2040 г.

Темпы роста потребления и собственной добычи газа в КНР – главная загадка для газового рынка на ближайшие 10-15 лет. Неопределенность объемов спроса в КНР к 2030 г. достигает без малого 240 млрд м3 в год. При этом темпы роста собственной добычи газа в КНР являются существенным ограничителем для темпов роста внутреннего потребления.

Европейский рынок газа переживает многолетнюю стагнацию спроса, которая началась в 2006 г. и завершится не ранее 2020 г. Несмотря на рост потребления в Турции, спрос на ключевом рынке региона – странах ЕС продолжает снижаться. Учитывая относительную (и временную) стабилизацию внутренней добычи в ЕС в последние три года, это привело к снижению импорта газа в ЕС из всех источников, однако сильнее всего сократились поставки СПГ.

Многолетнее сжатие спроса на газ в ЕС обусловлено, прежде всего, вытеснением газа из электрогенерации углем и ВИЭ, а также снижением экономической активности и относительно мягкими зимами в последние годы. В условиях резкого снижения цен на газ в Европе в 2015 г. этот процесс должен, как минимум, остановиться, если не будет искусственно поддержан новыми регуляторными мерами. При этом уже сложившиеся тенденции в европейской электрогенерации являются неустойчивыми и создают существенные риски для ее долгосрочного развития. В ближайшие 5 лет в Европе ожидается нулевой прирост потребления газа при снижении собственной добычи на 1,7%. В целом собственная добыча газа в ЕС, по прогнозу МЭА, упадет к 2040 г. на 39% к 2012 г. Но потенциальное предложение газа существенно превышает будущий спрос.

Даже при минимальном приросте потребления газа после 2020 г., снижение собственной добычи газа в ЕС означает существенный рост импорта газа со стороны ЕС, причем Норвегия будет неспособна в дальнейшем покрывать этот возникающий дефицит, поскольку уже сама приблизилась к пиковому уровню добычи. Таким образом, основными участниками конкурентной борьбы за новые объемы европейского импорта будут поставщики СПГ (прежде всего, Катар и США), Иран, Алжир и Россия. В целом, по нашим оценкам, потенциальное предложение газа на европейском рынке будет и в среднесрочной, и в долгосрочной перспективе превышать потенциальный спрос.

# *Текущее состояние и перспективы превышения мирового предложения нефти и газа над спросом*

В настоящее время, несмотря на относительно низкий уровень нефтяных цен, уровень предложения жидких углеводородов, по-прежнему, остается существенно выше уровня спроса. Так, согласно данным EIA, в июне 2015 года превышение мирового предложения нефти над спросом составило 1,9 млн баррелей в сутки, а в мае 2015 г. оно достигало 3 млн баррелей в сутки.

На фоне сохраняющегося дисбаланса спроса и предложения нефти происходят значимые изменения в структуре роста мирового предложения жидких углеводородов. Так, если в 2013 г. и первой половине 2014 г. основной рост добычи нефти, как уже отмечалось, обеспечивался за счет стран, не входящих в ОПЕК, главным образом США, то впоследствии ситуация стала меняться. В первом полугодии 2015 г. добыча сланцевой нефти в США начала постепенно стабилизироваться. Это не могло быть достигнуто моментально, поскольку в сланцевой нефтедобыче в США действуют определенные факторы замедления реакции на ценовые шоки, включая большие объемы хеджирования, высокую закредитованность нефтяных компаний, вынуждающую их вести добычу даже тогда, когда цены едва покрывают операционные издержки.

Добыча стран ОПЕК в этот же период времени, наоборот, стала расти, поскольку некоторые из стран-членов этой организации продолжают увеличивать добычу для того, чтобы компенсировать снизившийся в условиях низких цен объем выручки от экспорта нефти. Серьезное расхождение между уровнем добычи нефти в ОПЕК и потребностью мирового рынка наблюдается с середины 2014 г. В настоящее время это расхождение, по оценке EIA, составляет более 2 млн баррелей в сутки. В Уставе ОПЕК отсутствуют санкции за нарушение предоставленных государству квот по добыче. За все время существования ОПЕК не было ни одного прецедента наложения наказания со стороны картеля на страну-члена за несоблюдение предоставленных ей квот, несмотря на частоту подобных случаев.

Даже в условиях неустойчивого восстановления мировой экономики спрос на жидкие углеводороды в мире продолжит расти. Несмотря на рост энергоэффективности и конкуренцию со стороны других видов топлива, нефть остается главным источником энергии для транспорта и сырья для растущей нефтехимии. По оценкам ведущих мировых аналитических центров, к 2020 году потребление нефти может вырасти на 7-11 процентов от сегодняшнего уровня, а в период от 2020 до 2040 года — еще на 11-22% от уровня 2020 года.

В целом, развитие как газовой, так и нефтяной отраслей в условиях цен на нефть в сложившемся в 2015 г. диапазоне 45-70 долл. за баррель является неустойчивым. Снижение инвестиций в разведку и добычу газа приведет в конечном итоге к возникновению дефицита предложения к 2020 г., который, если его не удастся во время сбалансировать, повлечет резкий рост цен. При этом добыча сланцевого газа в США в условиях низких цен на нефть может снизить темпы прироста, но вряд ли сократится, поскольку наблюдается стремительный прогресс снижения ее издержек.

1. До 21.07.2015 – ФСТ РФ (см. Указ Президента РФ №373 от 21.07.2015). [↑](#footnote-ref-1)
2. Также регулированию подлежат оптовые цены на газ, добываемый в региональных системах газоснабжения следующими организациями: ОАО «Норильскгазпром» (Красноярский край), ОАО «Якутгазпром» (Республика Якутия-Саха), ОАО «Камчатгазпром» (Камчатский край), ОАО «Печоранефтегазпром» (Ненецкий АО), ОГУП «Сахалинская нефтяная компания» (Сахалинская область), ОАО НК «Роснефть» (поставки газа в Сахалинскую область и Хабаровский край). [↑](#footnote-ref-2)