

СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ И ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД



Под редакцией Н. А. Иванова

СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ И ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД

Под редакцией Н.А. Иванова



Нестор-История
Москва • Санкт-Петербург
2019

УДК 339.166.2

ББК 65.42

С 47

Рецензенты:

А. Н. Дмитриевский, доктор геолого-минералогических наук, академик;

Б. Н. Порфирьев, доктор экономических наук, академик

С 47 Сланцевая революция и глобальный энергетический переход / Под ред. Н. А. Иванова. — М. ; СПб. : Нестор-История, 2019. — 540 с.

ISBN 978-5-4469-1664-1

В книге описаны и проанализированы тектонические сдвиги, произошедшие в мировой энергетике в результате американской сланцевой революции. Бурный рост добычи сланцевого газа и нефти плотных коллекторов в США, сопровождаемый ростом эффективности и снижением себестоимости, привёл к кардинальным изменениям в распределении мировых рыночных ролей, ускорил технологические прорывы на всех энергетических направлениях и приблизил возможность перехода к чистому и устойчивому развитию человеческой цивилизации.

Авторский коллектив:

Член-корр. РАН, докт. экон. наук, профессор *Телегина Е. А.* — введение, глава 16; докт. экон. наук, профессор *Халова Г. О.* — введение, глава 16; докт. экон. наук, профессор *Миловидов К. Н.* — введение, глава 20; канд. экон. наук *Иванов Н. А.* — введение, главы 1, 10, 17, 28, заключение; докт. экон. наук, профессор *Конопляник А. А.* — главы 2, 19; канд. экон. наук *Борисов Д. В.* — глава 3; *Абрамов А. Е.* — глава 4; канд. экон. наук *Дребенцов В. В.* — глава 5; *Чен А. О.* — глава 6; канд. экон. наук *Катюха П. Б.* — глава 7; *Цветаев Ю. В.* — глава 7; канд. техн. наук *Маланичев А. Г.* — глава 8; канд. экон. наук *Семикашев В. В.* — глава 9; канд. экон. наук *Колпаков А. Ю.* — глава 9; канд. хим. наук *Собко А. А.* — глава 11; докт. экон. наук *Еремин С. В.* — глава 12; канд. экон. наук *Орлова Е. С.* — глава 13; канд. полит. наук *Андреанов В. В.* — глава 14; *Летова К. С.* — глава 15; *Иллерицкий Н. И.* — глава 16; докт. экон. наук, профессор *Шуркалин А. К.* — глава 17; докт. экон. наук *Мастепанов А. М.* — глава 18; докт. экон. наук, профессор *Краснянский Г. Л.* — глава 21; канд. экон. наук *Сарычев А. Е.* — глава 21; докт. экон. наук, профессор *Волынская Н. А.* — глава 22; канд. экон. наук *Филатов С. А.* — глава 22; Ph. D. *Густафсон Тэйн* — глава 23; Ph. D. *Сейгерс Мэттью* — глава 23; *Гальцова А. О.* — глава 23; докт. экон. наук, профессор *Козеняшева М. М.* — глава 24; *Козловский А. В.* — глава 25; *Минкина Е. В.* — глава 26; канд. экон. наук *Крухмалева Я. С.* — глава 27; *Юлкин М. А.* — глава 29; канд. экон. наук *Сидорович В. А.* — глава 30; канд. техн. наук *Чугунов Д. А.* — глава 31.

*В оформлении обложки использованы фото
USGS, NREL/DOE, КАРАКАН-ИНВЕСТ*

ISBN 978-5-4469-1664-1



УДК 339.166.2

ББК 65.42

© Коллектив авторов, 2019

© Издательство «Нестор-История», 2019

Содержание

Предисловие	5
Введение	7

Часть I. Отправная точка — США

Глава 1. Истоки и смысл сланцевой революции в США	11
Глава 2. Движущие силы и факторы риска сланцевой революции.....	26
Глава 3. Сланцевая экономика, финансирование проектов, меры стимулирования	37
Глава 4. Технологические достижения и рост эффективности сланцевой добычи	58

Часть II. Нефтяной рынок

Глава 5. Влияние сланцевой революции на мировые энергетические рынки	74
Глава 6. Трансформация мирового нефтяного рынка как результат сланцевой революции.....	85
Глава 7. Сланцевая революция в США и трансформация WTI.....	103
Глава 8. Стратегия ОПЕК в эпоху сланцевой революции.....	128
Глава 9. Влияние сланцевой революции на мировые цены на нефть: до и после ОПЕК+	147

Часть III. Газовые рынки

Глава 10. США: От добычи сланцевого газа к экспорту СПГ	157
Глава 11. Мировой рынок СПГ: модели ценообразования и перспективы развития	182
Глава 12. Трансформация мировых рынков газа	198
Глава 13. Европейский рынок газа в эпоху энергоперехода	215

Часть IV. Экспорт революции

Глава 14. Перспективы освоения сланцевого бассейна Vaca Muerta в Аргентине.....	244
Глава 15. Сланцевая эволюция Китая	262
Глава 16. Страны Средней Азии между Россией и Китаем	283

Часть V. Трансформация мировой энергетики

Глава 17. Сланцевая революция и энергопереход	293
Глава 18. Энергетический переход и будущее нефтегазовой отрасли.....	305
Глава 19. «Эффекты домино» американской сланцевой революции	319
Глава 20. Мировая нефтегазохимия: основные тенденции развития в условиях трансформации мировой энергетики	325
Глава 21. Сланцевая революция в США и трансформация мирового угольного рынка	341

Часть VI. Проблемы российской нефтегазовой отрасли

Глава 22. Трудноизвлекаемая нефть Западной Сибири. Что дальше?	362
Глава 23. Разработка российской стратегии по производству СПГ в Арктике: непростой выбор между скоростью и глубиной.....	370
Глава 24. Проблемы развития сектора независимых нефтяных компаний России	387

Часть VII. Четвертая промышленная революция

Глава 25. Сланцевая революция и цифровизация нефтегазовой отрасли.....	400
Глава 26. Модернизация и трансформация ВР	424
Глава 27. Внедрение системы управления рисками на примере ПАО «Газпром»	430

Часть VIII. Сланцевая революция и зеленая повестка

Глава 28. Охрана природы, развитие ВИЭ и климатическая политика США	442
Глава 29. Энергетика и климат	451
Глава 30. Технологическая революция в энергетике и развитие ВИЭ	465
Глава 31. Водородная экономика. Новая энергетическая волна	483

Заключение	496
-------------------------	------------

Библиография	499
---------------------------	------------

Принятые сокращения	534
----------------------------------	------------

Информация об авторах	537
------------------------------------	------------

Предисловие

Уважаемые читатели!

Эта книга является первым в российской практике научным обобщением тектонических изменений, происходящих в глобальном энергетическом пространстве, толчком к которым послужила сланцевая революция первого десятилетия XXI века. Стремительность роста добычи сланцевых углеводородов в США на основе применения технологий гидроразрыва пласта и горизонтального бурения, масштабное замещение сланцевым газом, а затем и нефтью плотных пород объемов потребления из традиционных источников превратило американскую сланцевую нефть в ведущий балансир рынка и маркер ценового диапазона. Это вызвало изменение структуры энергетического рынка, перегруппировку его основных игроков в поисках инструментов стабилизации рынка и сохранения влияния на него. В результате существенно ускорилась динамика перехода к низкоуглеродной экономике и развитию альтернативной энергетики.

Все эти процессы по-разному оцениваются учеными и аналитиками, сценарии и прогнозы ведущих международных энергетических агентств и институтов не складываются в консенсус, а зачастую противоречат друг другу и даже самим себе в попытках представить энергетическое будущее человечества на горизонте до 2050 года. Доминантами развития представляют то природный газ, то альтернативные источники энергии в сочетании с природоподобными технологиями, то ведут речь вообще о безуглеродном зеленом мире, где электромобили и солнечные батареи получают повсеместное использование уже в пределах следующего десятилетия.

Тем интереснее и сложнее исследовать новое энергетическое будущее, которое наступает уже сегодня, и авторы книги не пытаются быть связанными одним концептуальным взглядом. Однако наиболее интересные воззрения ведущих российских исследователей энергетического рынка объединяет одна основа — отправной точкой спирали трансформации они рассматривают сланцевую революцию как процесс, который вызвал изменение мировой энергетической архитектуры и позволил говорить о наступлении глобального энергетического перехода к новой модели энергетического будущего человечества.

Идея написания подобного коллективного труда принадлежит Н.А. Иванову, чья книга «Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов» была первым в России системным анализом влияния сланцевой революции на рынок углеводородов. За прошедшие с момента выхода той работы годы стало очевидным, что требуется всестороннее рассмотрение процессов, сопряженных с добычей сланцевых запасов, применительно ко всем сферам энергетики.

Цифровая экономика, интеграция и регионализация рынков, превращение биржевой фьючерсной торговли в доминанту движения цены энергетических

товаров и продуктов, все это заставляет переосмыслить казавшиеся незыблемыми постулаты и определить новые тренды развития. Критически важно в этой связи не замыкаться в рамках очевидного, не отрицать неизбежное и правильно оценивать траекторию движения вперед с учетом всех рисков и открывающихся возможностей.

Желаю читателям интересной работы с книгой, а авторам — новых творческих дерзаний на увлекательном пути исследования энергетического будущего нашей планеты.

Член-корреспондент Российской Академии наук,
Декан факультета Международного энергетического бизнеса
Российского государственного исследовательского университета
нефти и газа имени И.М. Губкина

Е. А. Телегина

Введение

Третье десятилетие XXI века ставит принципиально новые задачи перед мировой экономикой. Топливо-энергетический комплекс остается фундаментом экономического развития для всех стран мира, поскольку без надежного энергоснабжения невозможно существование нашей цивилизации. Мировая энергетика стоит перед сложнейшими вызовами, ей необходимо решать технологические и институциональные задачи для обеспечения мирового экономического роста, сбережения природных ресурсов и снижения негативного воздействия на окружающую среду.

Нефтегазовая отрасль требует непрерывного воспроизводства ресурсной базы, которое реализуется в условиях перехода ко все более сложным в освоении типам углеводородов и зон их локализации. На определенном этапе мировой отрасли удалось разблокировать новый источник промышленных углеводородов, представленный зонами непрерывного скопления в отложениях сланцевых пород.

Эволюция прироста запасов нефти за последние 50 лет испытала три волны «вторжения» нетрадиционных ресурсов — битуминозных песков Канады, сверхтяжелой нефти Венесуэлы, сланцев США. Последняя, самая скромная по величине запасов, вызвала наибольшее «цунами» на мировых рынках.

Новые источники энергетического рынка — сланцевые нефть и газ — обеспечили революционный прорыв, который стал возможен как синтез ряда благоприятных факторов и ограничений ресурсного, технологического, финансового и правового характера.

Мир явился свидетелем трансформации мирового нефтяного и газового рынков как результата сланцевой революции, которая произошла, по сути, в одной стране, США. Но американскую сланцевую революцию, учитывая ее масштабы, стоит рассматривать в контексте мировых рынков. Бурный рост добычи сланцевого газа и нефти плотных коллекторов в США, сопровождаемый ростом эффективности и снижением себестоимости, привёл к кардинальным изменениям в распределении мировых рыночных ролей.

В связи с бурным ростом сланцевой добычи в США акценты на рынке смещаются от дефицита нефти к её относительному переизбытку. Нефть всё меньше рассматривается как дефицитный товар с конечными запасами и всё больше как сырьё на высококонкурентном рынке сбыта. Нефть больше не торгуется с премией, учитывающей «скорую истощаемость» с ценами в диапазоне 100 долл./барр. и выше; участники рынка стали диверсифицировать риски. Компании-мейджоры уходят в разработку североамериканских сланцевых месторождений, где профиль доходов и добычи смещён в сторону ближайшего более определённого, нежели отдалённого будущего. ВИНКи расширяют масштабы деятельности на рынке нефтехимии, быстро растущей в основном за счет Индии и Китая.

Для сланцевой индустрии характерны короткие инвестиционные циклы. Если традиционные методы добычи характеризуются низкой интенсивностью бурения и небольшим количеством высокопродуктивных скважин на месторождении, дебит которых позволяет извлекать нефть десятилетиями, сланцевой добыче присущи высокий начальный дебит с последующим быстрым падением добычи. Сланцевым производителям приходится прибегать к высокой интенсивности бурения для поддержания и наращивания добычи. Американская сланцевая революция развивалась с поразительным и неуклонным ростом эффективности и снижением цен безубыточности.

Будучи более гибкой к изменению цен и других рыночных условий, имея огромный задел незавершенных мощностей (пробуренных, но ещё не введенных в эксплуатацию скважин, DUCs), сланцевая добыча хотя и не смогла сгладить волатильность на нефтяном рынке, но внесла существенные структурные изменения в ценообразование на рынке: в частности, сократила длительность и увеличила амплитуду ценовых циклов. Она поставила под сомнение вопрос долгосрочной эффективности традиционных механизмов балансировки нефтяного рынка.

Способность стран ОПЕК стабилизировать рынок и цены на нефть в желаемом диапазоне, сокращая добычу, оказалась под вопросом. Эффективность картеля в урегулировании кратковременных шоков не соответствует его возможностям отвечать на долгосрочные, структурные изменения нефтяного рынка. Стремительное удешевление сланцевой добычи наряду с ростом её эффективности и потенциалом как раз и является таким структурным изменением.

Сланцевая революция укрепила энергетическую безопасность США с вытекающими из этого геополитическими и экономическими последствиями. На мировом нефтяном рынке она сместила акценты между «востоком» и «западом». Если в историческом разрезе страны «востока» поставляли энергию в страны «запада», то теперь рост добычи в США в сочетании с бурным ростом спроса на нефтепродукты и сырую нефть для нефтепереработки в Азии разворачивают торговые потоки в обратном направлении.

Американские НПЗ стали производить больше лёгких фракций нефтепродуктов. Профицит нафты, СУГов и бензина, появившийся с ростом переработки лёгкой нефти в 2010-е годы, совпал с бумом нефтехимической промышленности в Китае, Индии, Южной Корее и в других странах азиатского региона.

Сланцевая добыча разворачивает торговые потоки на мировом нефтяном рынке. В финансовой плоскости это означает также разворот денежных потоков: направление нефтедолларов на «восток» сменится направлением на «запад»; ресурсная рента будет всё больше извлекаться в странах Запада, тогда как в странах Востока будут развиваться нефтеперерабатывающие и нефтехимические центры. В ближайшие годы, возможно, мы получим ответ на вопрос, сможет ли американская сланцевая индустрия приносить прибыль инвесторам и одновременно демонстрировать устойчивый рост добычи.

Развитие индустрии сланцевого газа также имело радикальные последствия для американского и мирового энергетических рынков. Главными результатами технологической революции становятся постепенная утрата газом своей товарной исключительности — из истощаемого ресурса он просто становится одним из товаров. Добыча сланцевых углеводородов, — это извлечение, в первую очередь не ресурсной (за счет «эффекта масштаба»), а технологической (за счет постоянного внедрения технических усовершенствований) ренты.

Возникший избыток газа и низкие цены на него, казалось бы, должны стимулировать рост потребления в Соединенных Штатах. Однако стремительное развитие альтернативной энергетики и реализация политик декарбонизации существенно сужают сферу его применения. Избыток газа все более находит сбыт на экспортных рынках. Можно утверждать, что баланс рыночных сил на газовом рынке изменился за счет выхода новых игроков, в том числе, производителей сланцевого газа, расширения географии потоков и инструментов торговли.

Важным следствием масштабного производства сланцевого газа явился его выход на мировые рынки в сжиженном состоянии. Параллельно трубопроводному сегменту рынка набирает обороты и становится все более конкурентным и гибким рынок СПГ, на котором все более весомую долю занимает сланцевый газ. В итоге это изменяет парадигму безопасности поставок газа, приводит к универсализации регуляторных правил и практик, включая ценообразование; обеспечивает вовлечение в мировой газовый баланс новых ресурсов, которые ранее считались технически и коммерчески недоступными; расширяет состав субъектов международной торговли газом. Рост объемов торговли СПГ положил начало унификации механизмов ценообразования на газ и ценовой конвергенции в мировом масштабе.

Развитие технологий энергосбережения и энергоэффективности продолжит способствовать снижению темпов роста потребления энергии, особенно в развитых странах. Однако и в развивающихся, и в развитых экономиках складывается ряд главных тенденций, формирующих предпосылки для совершенствования энергетического перехода. Современная теория энергетического перехода говорит о том, что в ходе IV промышленной революции человечество откажется от использования ископаемого топлива в пользу возобновляемых, экологически чистых источников энергии. Становится очевидным, что дальнейшее развитие энергетики невозможно в рамках старой парадигмы, поскольку ведет к экологической катастрофе.

Безусловно, в неопределенно далеком будущем у человечества появятся средства, ресурсы и новые технологии, которые позволят полностью отказаться от ископаемых видов топлива и свести к нулю негативные последствия их использования. Однако на долгом пути к энергетическому переходу наиболее приемлемым видом топлива, по-видимому, останется природный газ, потребление которого будет увеличиваться.

Спрос на газ будет во многом обеспечен не только традиционной добычей, но и добычей сланцевого газа. В соответствии с прогнозом МЭА, доля сланцевого газа в общем объеме мировой добычи увеличится до примерно 30% к 2040 году. Увеличится доля добычи газа также и на глубоководных месторождениях, и из прочих трудноизвлекаемых запасов.

Освоение сланцевых ресурсов стало революционным прорывом, сланцевая революция нарушила плавное поступательное развитие мировой энергетики. Все без исключения энергетические рынки ощутили на себе её воздействие.

В данной монографии, которая стала уникальной совместной работой многих авторов, подробно раскрыты все аспекты развития сланцевой отрасли на современном этапе — от истоков до видения будущего. В книге представлен комплексный анализ вопросов генезиса сланцевого бизнеса, применяемых инновационных технологий, финансово-налоговых, организационно-правовых условий развития сланцевого бизнеса, форм и методов его государственного регулирования и стимулирования.

В первой части книги рассмотрена сланцевая революция в США, ее предпосылки, причины и те новые формы, которые она принимает в наши дни. Вторая часть подробно анализирует процессы трансформации мирового нефтяного рынка в результате последствий сланцевой революции. Третья часть исследует изменения в структуре и динамике развития рынков газа, которые также подверглись серьезному влиянию сланцевого бума. Четвертая часть описывает характерные кейсы экспорта сланцевой революции, как потенциально успешные, так и очевидно провальные.

Пятая часть, продолжая общую логику книги, анализирует связь сланцевой революции с различными аспектами трансформации мировой энергетики, включая влияние на разные энергетические рынки. Шестая часть посвящена анализу влияния сланцевой трансформации на российскую нефтегазовую отрасль. В седьмой части показана связь цифровой трансформации нефтегазового бизнеса и новых управленческих технологий — как реакция на вызовы сланцевой революции. Восьмая часть предлагает взгляд специалистов на предполагаемую цель энергоперехода — построение новой энергетики, чистой, эффективной, дружелюбной по отношению к окружающей среде, учитывающей стремление предотвратить катастрофичные изменения климата.

Тему энергетического перехода невозможно ограничить строгими рамками, заранее определить, что является ее составной частью, а что выходит за пределы. Как невозможно заранее обозначить границы для технологического прогресса и экономического развития. История рассудит, что послужило толчком для коренной перестройки мировой энергетики, была ли это сланцевая революция в США, технологические достижения в области возобновляемой энергетики или, скажем, усилия стран — участников Парижского климатического соглашения. Вероятно, у этого успеха будет много родителей.

Об этом наша книга.

Часть I. Отправная точка — США

Глава 1. Истоки и смысл сланцевой революции в США

Н.А. Иванов

Взрывной рост добычи сланцевого газа и нефти плотных коллекторов, получивший название «сланцевая революция», произошел в Северной Америке во второй половине первого десятилетия XXI века и вызвал эффект цепной реакции: мировые энергетические рынки в короткий по историческим меркам срок подверглись значительной качественной трансформации. Поэтому речь идет о революции, о скачкообразном переходе к новой мировой энергетической парадигме, а не о плавном эволюционном развитии.

Американская сланцевая революция оказала и продолжает оказывать влияние на все мировые энергетические рынки. США из крупнейшего мирового потребителя энергоресурсов превращаются в крупного экспортера нефти, нефтепродуктов, природного газа, угля, в результате чего меняются механизмы ценообразования на углеводородное сырье, происходит переориентация поставок, меняются позиции традиционных поставщиков, подвергаются пересмотру устоявшиеся долгосрочные контракты и обостряется конкуренция между поставщиками различных энергетических товаров. США становятся влиятельным игроком на большинстве мировых энергетических рынков.

Для России изучение американского опыта представляет особый интерес. Во-первых, важно понимать истоки и механизмы сланцевой революции, поскольку без такого понимания трудно оценить перспективы развития энергетических рынков, на которых Россия продолжает играть одну из ключевых ролей. Во-вторых, необходимо оценивать силу и последствия развития энергетических технологий, обеспечивающих устойчивость сланцевой добычи в условиях волатильности сырьевых рынков. В-третьих, России необходимо перенимать американский опыт эффективного регулирования ТЭК, создания действенных институтов, эффективных механизмов стимулирования технологического развития, совершенствования национальной инновационной системы, согласования интересов бизнеса и общества.

ПРЕДПОСЫЛКИ РЕВОЛЮЦИИ

В конце первого десятилетия нового века США, крупнейший мировой потребитель энергоресурсов, стали сокращать импорт энергетического сырья, стремясь в обозримой перспективе к энергетической независимости. В то время как зависимость большинства развитых стран от импорта нефти и газа

демонстрирует тенденцию к росту, США, по выражению Международного энергетического агентства, «плывут против течения» [13].

Начало этой энергетической трансформации положил резкий рост добычи газа из залежей черного глинистого сланца, получивший название «сланцевая революция». Сланцевый газ стал главной составляющей того, что до 2008 года называлось в США нетрадиционными ресурсами природного газа.

Нетрадиционные ресурсы природного газа отличаются от традиционных по многим параметрам. Эти ресурсы иначе залегают. Не существует месторождений сланцевого газа — в смысле привычных коллекторов, заполненных газом, объем которых, а значит, и запасы месторождения можно определить с помощью разведочных работ. Нетрадиционный газ распределен в толще горной породы, причем распределен неравномерно, поэтому говорить о запасах можно только с большей или меньшей вероятностью. Действительные запасы выясняются уже в процессе добычи [1].

Существует три основных нетрадиционных источника природного газа: плотные песчаники, угольные пласты и сланцевые залежи. Газ из плотных пород (главным образом, песчаников) и метан угольных пластов добываются в США давно; эта добыча в общем объеме невелика и стабильна — именно эту добычу в статистических обзорах и прогнозах Департамент энергетики США до недавнего времени упоминал под термином «unconventional gas». И только взрывной рост добычи сланцевого газа, произошедший в середине первого десятилетия нового века, заставил говорить о революции в нетрадиционной газодобыче.

Сланец — самая распространенная в мире осадочная порода. Американские черные глинистые сланцы оказались пригодны для добычи распределенного в их толще метана благодаря удачному сочетанию физических и химических свойств. Условия простые: чтобы добыть газ из сланца, необходимо, чтобы, во-первых, газ в этом сланце был, а во-вторых, чтобы его можно было добыть. Порода должна быть достаточно зрелой, чтобы из органических включений успел образоваться метан, и при этом достаточно твердой и хрупкой, чтобы ее можно было раскрошить для извлечения этого метана.

В Америке отдельные крупные залежи плотных пород называются плеями (plays) или формациями. Содержание углеводородов в пределах одного сланцевого плея может быть крайне неравномерным и труднопрогнозируемым, судить об извлекаемых запасах можно лишь приблизительно, поэтому нельзя называть сланцевые формации месторождениями сланцевого газа.

Добыча нефти и газа из одной и той же залежи может различаться в разы в зависимости от применяемой технологии, при этом нет двух одинаковых сланцев, а значит, и двух идентичных технологий. Технологии добычи, в общем виде включающие горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта, стремительно развиваются. Кроме того, технологии каждый раз адаптируются к специфическим условиям конкретного участка определенного плея. Каждая скважина

требует индивидуального подхода. И чем совершеннее технология, чем лучше она воплощена в конкретной скважине, тем большую добычу она обеспечивает. Соответственно, тем больший объем запасов содержит данная залежь.

В этом одно из коренных отличий добычи нефти и газа из нетрадиционных источников — запасы и добыча зависят от технологий. Порой парадоксальным образом запасы нефти и газа на определенном плее растут по мере роста добычи. Поэтому традиционная геологоразведка практически лишается смысла в сланцевых проектах — запасы выясняются и уточняются уже в процессе добычи.

ИЗ НЕТРАДИЦИОННЫХ В ОСНОВНЫЕ

Управление энергетической информации Департамента энергетики США (U.S. Energy Information Administration, EIA) — по закону независимый источник информации и анализа, поскольку доклады этого ведомства ни с кем не согласовываются и не утверждаются никакими органами и персонами. Правительство США основывается в своей политике на данных и прогнозах EIA, поэтому эти прогнозы могут считаться официальными — других официальных энергетических прогнозов в любом случае нет.

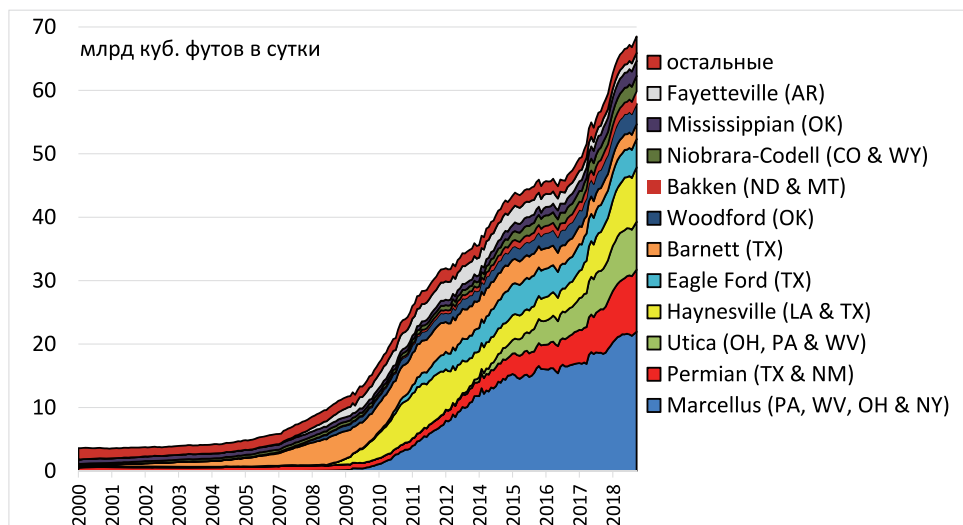
Уверенность EIA (а значит, и правительства) в перспективность добычи газа из нетрадиционных источников росла год от года. В начале 2000-х этой уверенности не было вовсе, 20-летний прогноз добычи газа из трех нетрадиционных источников — угольных пластов, плотных песчаников и сланцев — не предполагал значительного роста. Выделять из всех нетрадиционных именно сланцевый газ и отмечать в своем прогнозе связанные с ним перспективы EIA не считало нужным.

В 2002 г. на газовом рынке произошло знаковое событие — компания пионера сланцевой добычи Джорджа Митчелла Mitchell Energy & Development была приобретена компанией Devon Energy за 3,5 млрд долл. Бизнес уже ясно видел сланцевую перспективу, а специализированное подразделение Департамента энергетики не придавало этому видению особого значения. В 2008 г. добыча газа из трех нетрадиционных источников впервые составила более половины общей добычи газа в США, но EIA не считало это тенденцией.

Только в 2011 г. тема сланцевого газа стала уверенно выходить на ведущие позиции в американской энергетической повестке. Добыча сланцевого газа в США к 2012 году составила 30% добываемого в стране природного газа, а в 2015 г. превысила 50%. Стали регулярно публиковаться доклады и исследования, отражающие те или иные взгляды на проблему.

Если в начале 2000-х гг. правительство США не придавало значения теме сланцевого газа, не замечало роста его добычи, оставляло без внимания крупнейшие сделки на этом рынке, то теперь как будто решило наверстать упущенное и стало рассматривать сланцевый газ как панацею, способную избавить

страну от внешней энергетической зависимости, содействовать оживлению промышленности, вернуть в страну выведенные за рубеж производства, создать рабочие места, улучшить платежный баланс, уменьшить эмиссию парниковых газов и сделать еще много доброго и полезного.



*Рисунок 1.1 Добыча сланцевого газа из всех плеев в США,
млрд куб. футов в сутки*

Источник: Управление энергетической информации США (EIA)

Теперь «сланцевая революция» официально признана — трудно отрицать очевидное (Рис. 1.1); темп роста добычи сланцевого газа каждый год корректируется в сторону увеличения.

Управление энергетической информации США (EIA) прогнозирует неуклонный рост добычи сланцевого газа — вплоть до 2050 года. Примечательно, что в статистику добычи сланцевого газа стали включать попутный газ (получаемый главным образом при добыче нефти плотных пород), а газ традиционных месторождений на суше континентальных шельфов стали относить к «остальным» (Рис. 1.2).

Новые технологии добычи сланцевого газа в США вызвали новую сланцевую революцию — нефтяную. Сланцевая нефть¹ — это закономерный очередной этап сланцевой революции в Северной Америке: оказалось, что технология гидроразрыва пласта в сочетании с горизонтальным бурением эффективна при добыче не только сланцевого газа, но и нефти.

¹ Термин «сланцевая нефть» употребляется для удобства. На самом деле речь идет о нефти, содержащейся в различных коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В Америке на начальном этапе называлась shale oil, позднее прижилось название tight oil.

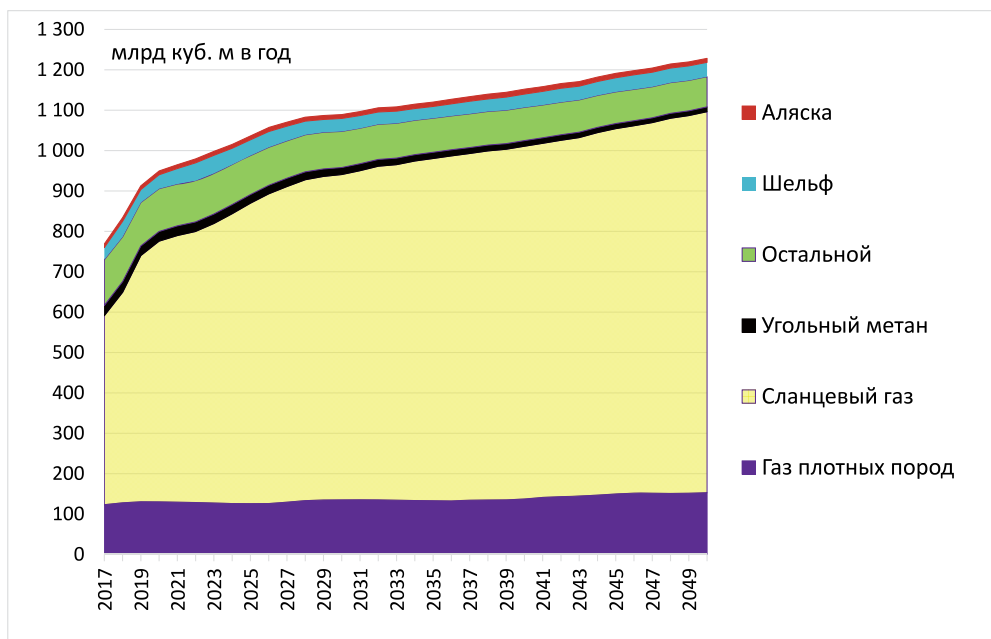


Рисунок 1.2 Прогноз добычи газа из разных источников в США до 2050 г., млрд куб. м в год

Источник: EIA Annual Energy Outlook 2019

В США бурением сланцевых горизонтов традиционно занимались независимые буровые бригады. Именно они изначально являлись обладателями революционных технологий горизонтального бурения и множественного гидроразрыва, которые обеспечили взрывной рост добычи сланцевого газа. Но падение цен на газ и высокий уровень нефтяных цен заставили буровиков искать новые точки приложения своих технологий. И поскольку эти технологии совершенствовались от залежи к залежи и от скважины к скважине, компаниям не составило труда приспособить их для добычи нефти из сланцевых залежей. В августе 2011 г. количество буровых установок, задействованных на проектах по добыче сланцевой нефти, впервые за 18 лет превысило число газовых буровых установок, вскоре после этого буровые вообще перестали разделять на нефтяные и газовые — в обоих случаях в добыче присутствует и жидкая, и газообразная составляющая. Соответственно, в статистике приводится добыча из всех плев — преимущественно нефтяных или в основном газовых (Рис. 1.3).

Долгосрочные прогнозы добычи сланцевой нефти в США заметно различаются в зависимости от сценария — рассмотрим на примере прогноза EIA АЕО2019 (Рис. 1.4). Интересно, что экономическое развитие практически не влияет на уровень добычи: кривые добычи при быстром и медленном

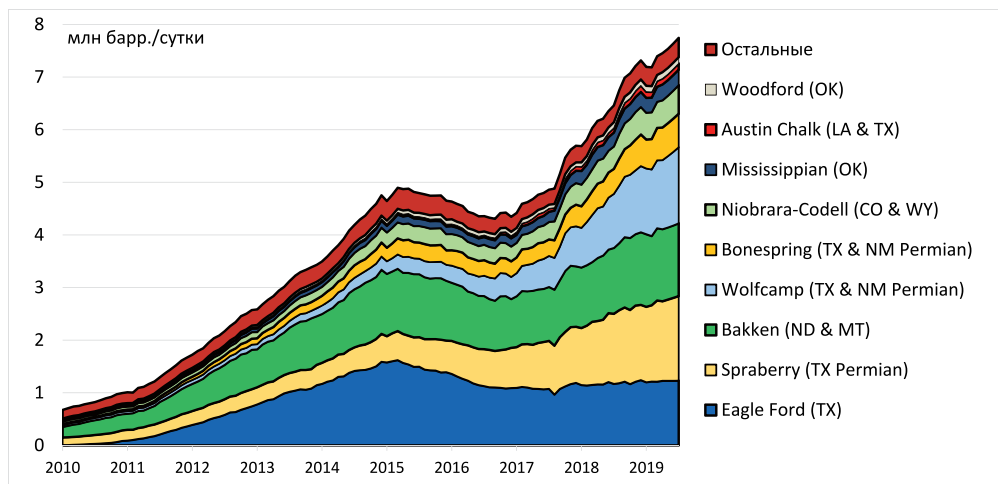


Рисунок 1.3. Добыча нефти плотных коллекторов из всех плеев в США, млн барр./сутки

Источник: Управление энергетической информации США (EIA)

экономическом росте практически сливаются с базовым (инерционным) сценарием. Существенно влияет ресурсная обеспеченность и скорость развития технологий — при быстром росте добыча достигает максимальных значений, при медленном — минимальных. В промежутке располагаются кривые сцена-

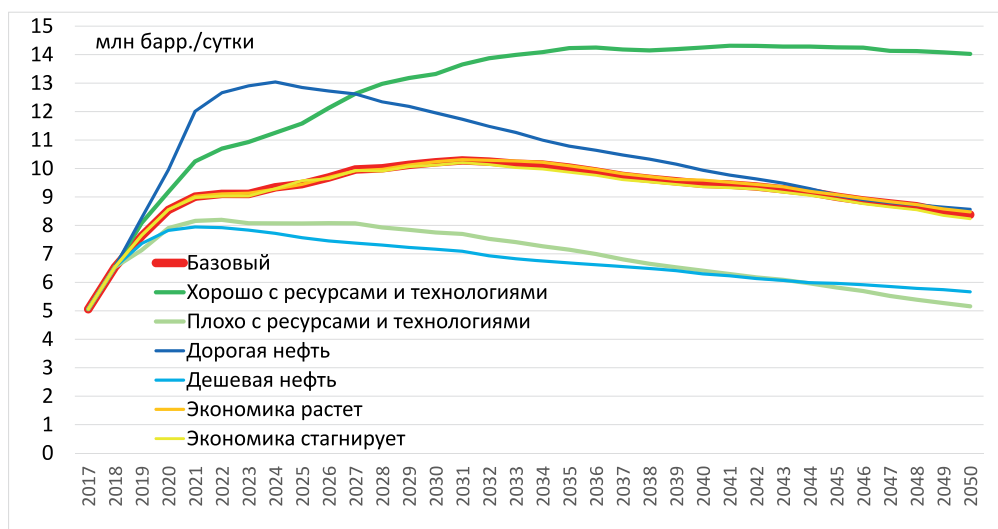


Рисунок 1.4. Долгосрочный прогноз добычи сланцевой нефти при разных сценариях
Источник: EIA AEO 2019

риев высоких и низких нефтяных цен. Всплеск добычи, вызванный высокими нефтяными ценами, быстро сходит на нет при отсутствии развития технологий и расширения ресурсной базы.

СИЛА ТЕХНОЛОГИЙ

Американская сланцевая революция — революция в первую очередь технологическая. Территория США геологически давно и хорошо изучена, все сланцевые плеи тщательно оконтурены, наличие в сланцах нефти и газа — для специалистов давно не секрет. Ключевые технологии добычи — гидроразрыв пласта и горизонтальное бурение — тоже были изобретены задолго до начала американского сланцевого бума. Но добыча этих ресурсов, тем более добыча рентабельная, не представлялась возможной до наступления нового тысячелетия.

Только сочетание этих известных технологий, их совершенствование и адаптация для освоения известных ресурсов дала взрывной эффект. Именно непрерывное развитие этих технологий привело к кратному повышению эффективности добычи, благодаря чему американские компании получают возможность выгодно добывать нефть и газ даже в условиях низких мировых цен.

Сланцевая революция в США уже дважды за свою недолгую историю сталкивалась с конъюнктурными вызовами, и оба раза не останавливалась в своем распространении. В обоих случаях сила технологических прорывов была действеннее временных ценовых спадов на сырьевых рынках, и американские нефтегазовые компании находили способы не прекращать добычу даже при неблагоприятной конъюнктуре.

С первым конъюнктурным вызовом добыча сланцевого газа столкнулась в 2012 г. Тогда цена на газ в США опускалась (в апреле) ниже уровня в 2 долл./млн БТЕ (1 МБТЕ примерно равен 1 тыс. куб. футов), а в среднем по году составила 2,8 долл./МБТЕ. Это стало серьезным шоком для добывающих компаний. Особенно после 2008 г., когда цена на Henry Hub поднималась выше 13,5 долл./МБТЕ (в марте), а в среднем по году была почти 9 долл./МБТЕ (Рис. 1.5).

До 2012 года считалось (на основе неофициальных заявлений отдельных компаний), что себестоимость добычи сланцевого газа составляет около 4 долларов за 1 тыс. куб. футов. Но когда этот показатель вдвое превысил рыночную цену, экономика таких проектов стала вызывать справедливые сомнения у наблюдателей. Тем не менее, компании пережили период ценового спада, массовых банкротств не случилось.

Ключом к рентабельности добычи сланцевого газа стало производство сжиженных углеводородных газов (СУГ, в американской терминологии natural gas liquids, NGL) и нефти. Они имели значительно более высокую рыночную стоимость. В период резкого падения цен на сухой газ (весной 2012 года) разница в нефтяных и газовых ценах достигла исторического максимума: нефть марки Brent в долларах за тепловую единицу была дороже газа

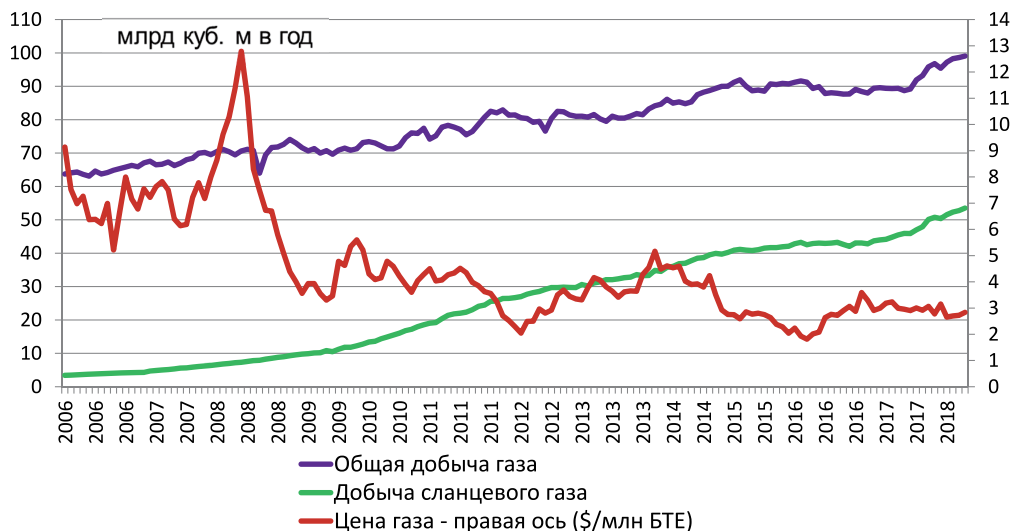


Рисунок 1.5. Добыча сланцевого газа в США на фоне ценовой ситуации на американском рынке

Источник: U.S. Energy Information Administration

почти в 12 раз. И кроме того, необходимую рентабельность бизнеса обеспечило развитие технологий.

Второе испытание ожидало сланцевый бизнес в период резкого падения нефтяных цен в 2014–2015 гг. Добыча нефти в США уже не имела возможности для перекрестного субсидирования — как в случае сланцевого газа в 2012 г. Но эластичность добычи нефти по цене оказалась достаточно умеренной — сокращение объемов производства отставало от снижения цен и по времени, и по масштабам (Рис. 1.6). Необходимую рентабельность бизнеса обеспечило развитие технологий.

Технологические усовершенствования в бурении, заканчивании скважин, использовании методов компьютерного моделирования и работы с большими данными повышали эффективность операций на десятки процентов в годовом исчислении. Росли объемы добычи и скорость операций, снижались капитальные затраты и операционные издержки и т. п. В сумме это давало такое увеличение эффективности добычи нефти и газа, которое позволяло сохранять рентабельность операций даже в условиях резкого падения нефтяных цен.

Гибкость и мобильность сланцевого бизнеса в сочетании с растущей эффективностью применяемых технологий позволяют сланцевым компаниям оставаться прибыльными и конкурентоспособными даже при неблагоприятной конъюнктуре.

Идея развития известных технологий для освоения известных ресурсов стала плодотворной в других энергетических отраслях — там, где именно технологические ограничения не позволяли вовлечь эти ресурсы в экономический

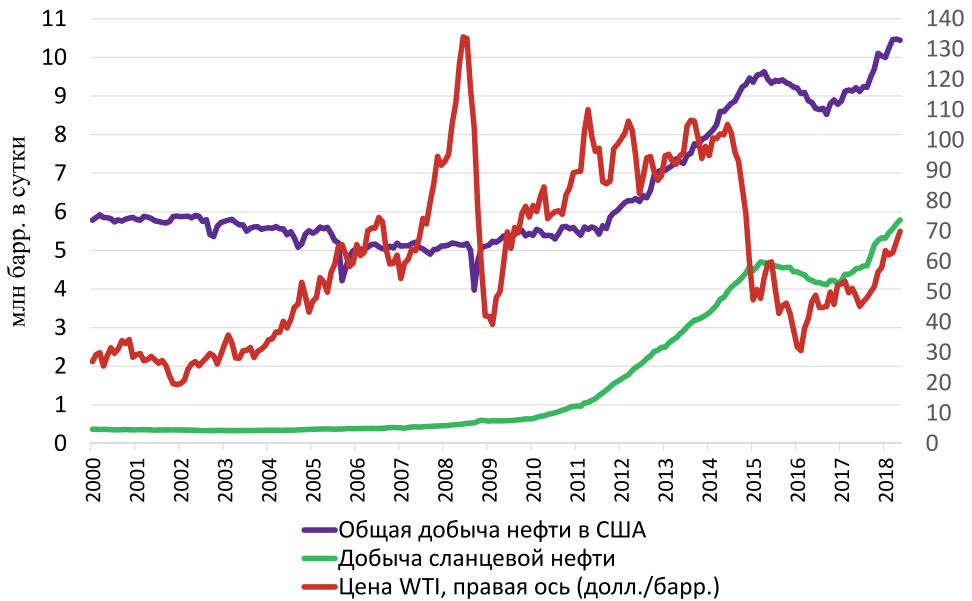


Рисунок 1.6. Добыча нефти в США на фоне изменения цены WTI

Источник: U.S. Energy Information Administration

оборот. В результате сланцевого бума произошла революция в понимании роли технологий в энергетике. В различных энергетических отраслях по всему миру технологии получили мощный стимул для развития. Бизнес, отраслевая наука, технологические компании включились в поиск высокоэффективных решений для рентабельного применения локальных ресурсов — будь то гидраты метана или возобновляемые источники энергии.

В самих США сланцевая революция еще не завершена — технологии продолжают дорабатываться, совершенствоваться, дополняться новейшими методами компьютерного моделирования и приспосабливаться к конкретным условиям каждой новой залежи плотных пород.

СИЛА ИНСТИТУТОВ

Необходимым условием успеха сланцевой революции в США стали сложившиеся в стране уникальные институциональные условия. Система формальных и неформальных институтов складывалась в США в течение всей истории страны.

Сила американских институтов по-разному проявлялась на разных этапах развития экономики, но в общем виде можно утверждать, что институциональная среда в США всегда стимулировала проявления предпринимательской

активности. Это касается и крупных транснациональных корпораций, и деловых начинаний регионального уровня, и малого бизнеса [2].

Особенности правовой системы США

Для нефтегазовой отрасли, как и для освоения других полезных ископаемых, особенно важны уникальные особенности правовой системы недропользования в США. В первую очередь, это частная собственность не только на землю, но и на природные ресурсы, включая запасы минерального сырья, расположенные в недрах в пределах частных земельных владений. В результате владельцы земельных участков заинтересованы в получении роялти — дохода от добычи и продажи своих минерально-сырьевых ресурсов. Такие особенности недропользования уникальны для США и Канады, поэтому материальная заинтересованность землевладельцев стала одной из сильнейших движущих сил американской сланцевой революции.

Вторая важная особенность системы недропользования в США — строгое распределение полномочий по регулированию вопросов недропользования между федеральными, региональными (уровня штатов) и местными (уровня округов и муниципалитетов) органами государственного управления. Оформление земельного участка в виде лицензионного участка для добычи сырья, выдача разрешения на бурение, организация конкурсных процедур по привлечению инвесторов и операторов добывающих проектов, контроль за выполнением технических условий и экологических норм, а также многие другие вопросы регулирования недропользования относятся к строго определенным уровням государственного управления, что придает необходимую ясность и прозрачность вопросам организации и функционирования проектов по добыче нефти и газа.

Возникающие конфликты и разногласия разрешаются в независимых судах, при этом решения судов обязательны для исполнения, а результат таких рассмотрений отнюдь не предreshен заранее — есть много примеров, когда компании выигрывали судебные споры с государственными регуляторами.

Роль федерального правительства

По мнению исследователей из Breakthrough Institute, федеральное правительство имело непосредственное отношение к технологической подготовке сланцевой революции [12]. Вкратце хронологию освоения сланцевых залежей и этапы вовлеченности государства в технологии добычи сланцевого газа можно обозначить следующим образом.

- 1821 г. — природный газ впервые извлечен из сланца во Фредонии, штат Нью-Йорк. Тогда операции ограничились скромными масштабами, поскольку газового бизнеса в Америке еще не существовало.

- 1970-е гг. — MERC и BOM инициировали Восточный газовый сланцевый проект, в результате которого было образовано несколько партнерств между университетами и частными фирмами в Пенсильвании и Западной Вирджинии.
- 1976 г. — Два инженера из MERC Джозеф Пазини и Уильям Оверби запатентовали первую технологию направленного бурения в сланце.
- Сотрудничество между General Electric и ERDA привело к созданию алмазных долот, которые изначально были сконструированы для программ геотермальной энергетики, но наиболее успешно были применены для бурения сланцевых залежей.
- 1977 г. — DOE успешно демонстрирует гидроразрыв пласта в сланце.
- 1979 г. — Совместные усилия правительства и частных компаний по разработке залежей угольного метана и сланцевого газа были формализованы в виде «Плана DOE по коммерциализации извлечения природного газа из нетрадиционных источников».
- 1980 г. — Конгресс принял Закон о налоге на случайный доход (Windfall Profits Tax Act), который среди прочего содержал и Раздел 29 о налоговом кредите при добыче газа из нетрадиционных источников в размере 0,50 долл. за тысячу куб. футов. Этот закон действовал до 2002 года.
- 1986 г. — Совместное частно-государственное финансирование демонстрационных проектов, включая первую успешную горизонтальную скважину с многократным гидроразрывом пласта в графстве Вэйн (Wayne County) в Западной Вирджинии.
- 1991 г. — GRI субсидировал бурение первой успешной горизонтальной скважины компании Mitchell Energy на техасском плее Barnett Shale.
- 1998 г. — Mitchell Energy получила коммерчески значимый приток газа из сланца.

Еще в качестве значимых федеральных инвестиций Breakthrough Institute называет:

- частичное финансирование и научно-исследовательскую поддержку со стороны FERC промышленного исследовательского консорциума, возглавляемого GRI;
- первые технологии гидроразрыва пласта и направленного бурения в сланцевых пластах, которые были разработаны совместно Энергетической научно-исследовательской администрацией (Energy Research & Development Administration, ERDA, позднее — Департаментом энергетики, DOE), Бюро шахт (Bureau of Mines) и Моргантаунским центром энергетических исследований (Morgantown Energy Research Center, далее — MERC), позднее — Национальной лабораторией энергетических технологий (National Energy Technology Laboratory, NETL);

- технология сейсмосъемки 3-D и другие технологии геологической съемки, которые были разработаны для применения в угольных шахтах Национальной лабораторией Сандия (Sandia National Laboratories).

Гидроразрыв пласта (ГРП) известен с 1940-х годов, в 1948 г. патент и лицензию на использование нового метода получила компания Halliburton Oil Well Cementing Company (Howco). В начале 1950-х годов технология разрабатывалась в СССР, разработчиками теоретической основы явились С.А. Христанович и Ю.П. Желтов, также оказавшие значительное влияние на развитие ГРП в мире.

Тем не менее, до 1970–80-х годов не предпринималось усилий по применению ГРП к сланцам. В отличие от известняка, гидроразрыв в сланце редко приводит к предсказуемым результатам. Традиционное бурение роторными долотами в сочетании с плохо развитыми геофизическими методами представления пластов делали успешный гидроразрыв практически невозможным. Были необходимы базовые исследования, чтобы понять сланцевую геологию, прежде чем создавать технологии, способные привести к коммерческой добыче сланцевого газа.

Правительственные эксперты утверждали, что роль государства была в инициировании этих базовых исследований. Федеральные инвестиции, осуществленные в тесном взаимодействии с представителями промышленности, преследовали одну цель: разработку коммерчески эффективной технологии добычи газа из сланца. В результате этих усилий, продолжавшихся более 30 лет, газ, содержащийся в незнакомых до тех пор геологических формациях, стал самым быстрорастущим источником энергоресурсов.

В своем послании Конгрессу в январе 2012 г. президент Обама сказал: «Государственные средства, потраченные в течение 30 лет на научные исследования, помогли разработать технологии извлечения газа из сланцевой породы». Это заявление вызвало вопросы у специалистов, которые стали выдвигать собственные версии. Во-первых, из заявления президента следовало, что правительство инвестировало в создание этих технологий, довело их до коммерческой стадии и передало частным компаниям. Во-вторых, получилось, что если бы правительство этого не делало, то никакого сланцевого бума не произошло. Что не соответствует действительности.

Задолго до правительственных инвестиций в новые технологии добычи частный сектор начал исследовать процесс гидроразрыва пласта. В 1940-х гг. Stanolind Oil and Gas Corp. начала тестировать этот метод. В 1949 г. патент на гидроразрыв и лицензия на право использовать эту технологию были выданы компании Halliburton. Интерес правительства к нефтегазовым технологиям проявился спустя годы.

DOE частично финансировал сбор данных, разработку микросейсмических методов, бурение первой горизонтальной скважины, обеспечил налоговый кредит на добычу нетрадиционного газа. Но движущей силой сланцевой револю-

ции было не правительство, а один человек — Джордж Митчелл, который инвестировал миллионы долларов собственных денег в исследования и разработку технологий гидроразрыва пласта и горизонтального бурения.

СИЛА ЧАСТНОЙ ИНИЦИАТИВЫ

Первопроходцем в добыче сланцевого газа стал геолог и успешный девелопер Джордж Митчелл (1919–2013 гг.). Митчелл стал изучать технологии, разработанные в демонстрационных проектах на плеях Devonian и Marcellus в штатах Пенсильвания, Огайо, Кентукки и Западная Вирджиния, и использовать их у себя в северо-восточном Техасе, на плее Barnett. Джим Генри (Jim Henry), геолог компании Джорджа Митчелла, первым идентифицировал Barnett Shale как возможный газовый ресурс. В 1981 г. Митчелл взял в аренду первый участок и стал там бурить вертикальные скважины. Из его затеи ничего не вышло, но, почти разорившись, он продолжал бурить и пробовать разные варианты, пытаясь добыть газ экономически целесообразным способом.

При этом Митчелл общался со всеми специалистами отрасли, как частными, так и государственными, пытался получать знания и технологии отовсюду, откуда только возможно, в том числе и из правительственных источников.

И только через 18 лет, когда Джорджу Митчеллу исполнилось 80 лет, он догадался сочетать бурение горизонтальных скважин с гидроразрывом пласта — и получил значительные притоки газа. Митчеллу на самом деле повезло, что он бурил на плее Barnett, где слои сланца располагаются ближе всего к поверхности земли, где этот сланец обладает оптимальным сочетанием химических и физических свойств и где его легко раскрошить даже с помощью однократного гидроразрыва пласта, чтобы получить большой приток газа. Ведь в это время множественного гидроразрыва (multi stage fracturing) еще придумано не было.

Через пару лет успешной добычи Митчелл продал свою компанию Mitchell Energy & Development компании Devon Energy за 3,5 млрд долл.

Дэн Стюард (Dan Steward), бывший геолог и вице-президент компании Mitchell Energy, сказал, что отрасль, несомненно, нашла бы способ добывать сланцевый газ с прибылью, но именно Джордж Митчелл сделал это возможным тогда, когда было необходимо.

По словам Николаса Лориса (Nicolas Loris), аналитика по энергетическим вопросам Heritage Foundation, говорить, что не было бы роста добычи газа без правительственных инвестиций, это все равно что сказать, что мы стали бы голодать, если бы на нашей улице не было продовольственного магазина. Нашли бы другой.

Случай Джорджа Митчелла — это хрестоматийная история американского успеха. Неудивительно, что многим захотелось этот успех повторить, потенциальные миллиардеры в Америке распространены повсеместно. Правительственные структуры США долго игнорировали новую тенденцию — в начале

нового века прогнозные модели ЕІА не имели достаточного объема накопленных данных и показывали весьма скромные перспективы газовой добычи из сланцев.

Но бизнес увидел новые возможности и подхватил инициативу — эпоха сланцевого газа началась там, где начинал Джордж Митчелл — с бассейна Barnett в Техасе, продолжилась в Fayetteville в Арканзасе и Woodford в Оклахоме, расширилась с появлением проектов Haynesville на границе Техаса и Луизианы, достигла пика на северо-востоке США в Аппалачах (плеи Marcellus), а также шагнула в Канаду — на Horn River и Montney.

Правительство США признало очевидное и теперь исходит из того, что технологии будут развиваться и дальше, и все новые источники доступного, дешевого, удобного в обращении и экологичного топлива будут вовлекаться в оборот.

Добыча сланцевого газа стала экономически целесообразной только потому, что частные компании нашли способ усовершенствовать технологии для обеспечения рентабельности сланцевых проектов. Правительственные инвестиции оказали поддержку, но действовали именно частные компании.

Сланцевая революция показала, что благодаря наличию эффективных институтов нефтегазовый бизнес перестал быть уделом крупных специализированных компаний, здесь есть место проявлениям предпринимательской активности самых разных масштабов. Поэтому неудивительно, что главный вклад в освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов в США внесли сотни и даже тысячи малых компаний.

НОВЫЙ БИЗНЕС

Идея добывать нефть и газ из самой распространенной осадочной породы стала вызовом для отрасли, которая находится в высокой степени зрелости, но эта идея стала мощной движущей силой, перевернувшей представления об устоявшемся энергетическом укладе целого континента. Наиболее успешными в данной сфере показали себя малые компании, хорошо знакомые с местными геологическими и экологическими условиями, а также с региональной деловой средой.

Создателями и носителями этих технологий стали рядовые буровики, малые независимые компании, а отнюдь не финансовые и технологические лидеры отрасли — majors «подтянулись» позднее, когда бизнес перестал быть крайне рисковым. Крупные добывающие компании, играющие ключевую роль в традиционной газодобыче, при внедрении на рынок нетрадиционного газа предпочитают действовать через приобретение компаний, прошедших успешную «локализацию». Деловая среда в США и Канаде способствовала появлению и развитию многочисленных компаний, которые брали на себя эти риски и добивались успеха.

Большинство крупных международных нефтегазовых компаний занялись освоением нетрадиционных нефтегазовых ресурсов не только потому, что они не располагают значительными запасами традиционного газа и нефти. Эти компании привыкли считать себя технологическими лидерами отрасли, а все технологические новости рождаются сейчас в нетрадиционной сфере.

Кроме того, сланцевый бизнес оказался крайне привлекательным для крупных компаний благодаря своему ключевому свойству, которое выражается тремя словами — короткий инвестиционный цикл. От принятия инвестиционного решения до начала добычи и окупаемости всего проекта проходят месяцы, весь проект укладывается в считанные годы — в то время как при освоении традиционного месторождения счет идет на десятки лет. Это ускорение инвестиционного процесса лидеры отрасли считают важнейшим способом минимизировать риски, связанные с неопределенностями энергетического перехода и сопутствующей волатильностью рынка.

Сланцевый бизнес позволяет компаниям быть на острие технологического прогресса, чтобы они могли вовремя реагировать на новые вызовы и использовать открывающиеся возможности, обеспечивает их операциям необыкновенную гибкость и мобильность. Как никто не предсказывал сланцевой революции, так же трудно предсказать направления дальнейших технологических прорывов с одной стороны и развитие ситуации со спросом на энергоресурсы — с другой. Сланцевый бизнес дает компаниям возможность монетизировать нефтегазовые ресурсы здесь и сейчас, а об отдаленном будущем думать в более спокойном режиме.

Глава 2. Движущие силы и факторы риска сланцевой революции

А.А. Конопляник

Американская сланцевая революция породила ряд вопросов, требующих изучения: почему она случилась именно в США, почему нигде в мире подобное не происходит в таких масштабах. И главное: насколько устойчива модель сланцевого бизнеса в США, каковы перспективы дальнейших революционных преобразований и может ли «американский сланцевый конвейер» остановиться.

РЕВОЛЮЦИОННЫЙ НТП

Освоение сланцев не является чем-то принципиально новым, в том числе и в нашей стране². Но в XX веке освоение сланцев было скорее исключением из правила, ибо в массе были доступны иные более дешевые углеводородные ресурсы, бывшие потому «традиционными» с позиции коммерческого освоения. А сланцы относились в этом смысле к категории ресурсов «нетрадиционных»³. Их переход из нетрадиционных в традиционные энергоресурсы стал возможен после появления ряда прорывных технологий, относящихся к категории революционного НТП.

Как известно, существуют два типа научно-технического прогресса (НТП): революционный и эволюционный (Рис. 2.1). Именно революционный характер достижений НТП, лежащих в основе американской сланцевой революции, дает возможность характеризовать ее как «революцию» — по своим прямым и косвенным последствиям, причем не только для национальной, но и мировой энергетики и экономики.

Революционный НТП — это технологические прорывы, принципиально новые разработки, инновации, приносящие радикальные изменения в окру-

² Например, широко известный в нефтяных кругах и старейший в СССР/России отраслевой журнал «Нефтяное хозяйство», издавался в 1920-е годы под названием «Нефтяное и сланцевое хозяйство». Во времена СССР месторождения горючих сланцев разрабатывались в Эстонской ССР (Эстонское месторождение горючих сланцев считалось наиболее крупным и качественным месторождением СССР) и Ленинградской области, в которой они дали свое имя городу Сланцы, основанному в связи с разработкой Гдовского месторождения горючих сланцев, открытого в 1926 году.

³ Автор классифицирует ресурсы углеводородов (и шире — природные энергетические ресурсы) на «традиционные» и «нетрадиционные» не по их физико-химическому составу и иным природным характеристикам, сколько (исходя из принципиальной возможности взаимозаменяемости энергоресурсов в конечном использовании) из рентабельности или нерентабельности их вовлечения в хозяйственный оборот до стадии конечного использования включительно (по подведенной энергии).

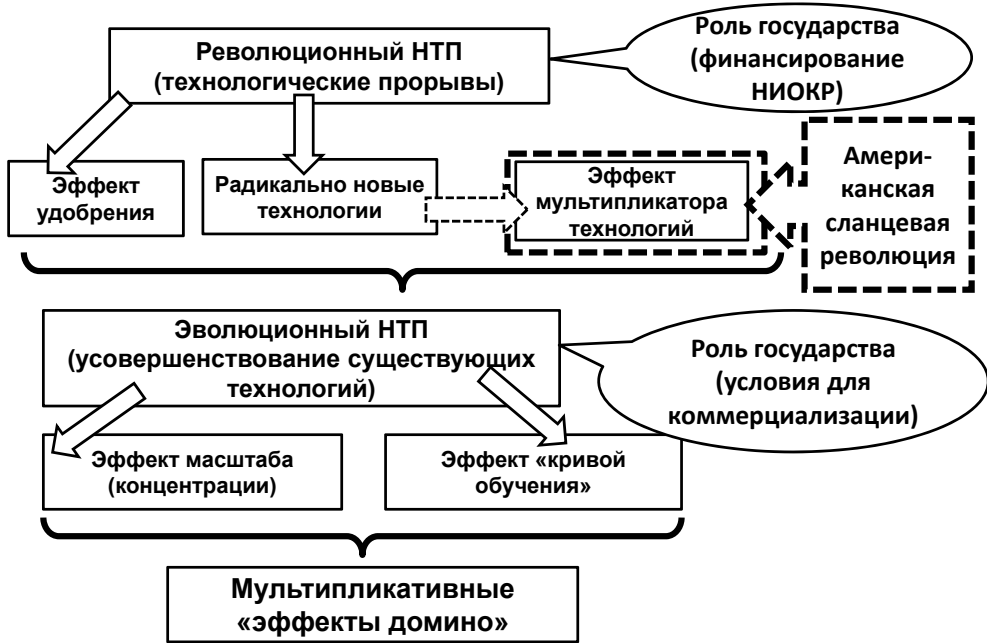


Рисунок 2.1. Два типа НТП и американская сланцевая революция

Источник: составлено автором

жающую нас жизнь, раскрывающие новые горизонты, создающие «эффекты домино» в сопряженных отраслях и ведущие к появлению новых отраслей и производств. Эволюционный НТП, напротив, обеспечивает монотонное снижение издержек за счет совершенствования существующих технологий путем накопления опыта их эксплуатации (т. н. «кривая обучения» — learning curve). Отдельные примеры достижений революционного НТП из разных сфер и из тех, что на слуху — персональный компьютер, интернет. Ранее — ядерная энергия. Еще раньше — автомобиль. Все они привнесли в нашу жизнь преобразования и оказали «эффекты домино» сходные по масштабам с теми, о которых идет речь применительно к последствиям революции сланцевой.

Внедрение достижений революционного НТП на уровне отдельных отраслей может происходить как за счет инновационных разработок, изначально нацеленных на применение в данных сферах деятельности, так и за счет адаптационного переноса технологий из одной отрасли (например, ВПК) в другую (например, в геологию) — т. н. «эффект удобрения». Пример — сейсмические методы разведки месторождений полезных ископаемых в начале XX века разрабатывались для использования в артиллерии, а сегодня наиболее широко применяются в нефтепоисковых работах.

Однако американская сланцевая революция реализовывалась по иной траектории. Она стала результатом мультипликативного эффекта от объединения нескольких отдельных (частных) достижений революционного НТП в единую коммерческую систему. А именно: были сведены в единый технологический комплекс существовавшие ранее, но применявшиеся по отдельности прорывные технологии в сейсмике (обеспечившие переход от двухмерной к трехмерной сейсмике), бурении (распространение, помимо вертикальных, наклонных, направленных и горизонтальных скважин и забуривание нескольких скважин из одного ствола), методах воздействия на пласт (переход от одиночного к множественному гидроразрыву пласта). В итоге разработка технологии множественного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах в рамках трехмерного моделирования участков недр и стала технологической основой американской сланцевой революции, резко снизившей технические издержки разработки ресурсов сланцевых углеводородов. Но одного этого для американской сланцевой революции было бы недостаточно.

Затем в дело вступили факторы экономического (налоговые и инвестиционные стимулы), правового (модель недропользования), финансового (доступный и дешевый кредит), институционального порядка (множество дееспособных мелких и средних компаний и высоко-конкурентная среда их деятельности) и т. п., то есть совокупные характеристики экономической модели США, сделавшие возможным сланцевую революцию именно в этой стране. Эти факторы обеспечили возможность быстрой, благодаря взаимовыгодному сочетанию интересов участников производственно-сбытовой «сланцевой» цепочки, реализации сланцевых проектов и снижение их финансовых и транзакционных издержек.

Плюс сказалось благоприятное стечение обстоятельств (растущие в 2000-е годы цены на нефть, а за ними привязанные к нефтяным котировкам цены на газ). И, конечно, важной оказалась роль личности в истории: надо отметить настойчивость пионера освоения сланцевого газа Джорджа Митчелла (George Mitchell, 1919–2013) в опытно-промышленном применении технологии гидроразрыва на горизонтальных скважинах.

В итоге сошлись воедино техническая возможность, экономическая целесообразность и институциональная простота освоения нового кластера энергетических ресурсов, широко до того известных, но коммерчески нерентабельных для разработки. Цены пошли вверх, издержки вниз, ножницы «издержки-цены» разомкнулись, образовалась расширяющаяся зона рентабельности — и случилась американская сланцевая революция, причем именно в этой стране и именно в это время.

ПОЧЕМУ В США И НИГДЕ БОЛЕЕ

Можно выделить как минимум с десяток факторов, объясняющих, почему первая сланцевая революция случилась именно в США и именно в указанное время. Они же (приводимые ниже не в иерархическом порядке) объясняют,

почему повторения сланцевой революции — в масштабах и темпами американской — нигде больше в мире ждать не приходится.

Во-первых (хотя это далеко не главная причина американского феномена), обильная ресурсная база: США остаются в первой пятерке стран — лидеров по технически извлекаемым ресурсам сланцевого газа [4]. Так, по данным ЕИА, как минимум четыре страны по объемам технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа превосходят США: Китай — в 2,6 раза, Аргентина в 1,6 раза, Мексика в 1,4 раза, Южная Африка — на доли процента, и еще две близки к уровню США (Австралия и Канада, примерно по 80% от уровня США каждая) [26]. И все они не менее США должны быть заинтересованы в освоении собственных энергоресурсов. Однако для всех них широкомасштабное освоение собственного сланцевого газа остается делом будущего, а в США пик революции уже позади.

Значит дело не в ресурсах, а в той совокупности факторов, которая превращает технически извлекаемые ресурсы в доказанные извлекаемые запасы, то есть делает их рентабельными для освоения здесь и сейчас. Эта совокупность факторов называется инвестиционным климатом, и его характеристики, о которых пойдет речь ниже, оказались в США несравнимо лучше, чем в других странах.

Во-вторых, сравнительно низкая плотность населения в районах освоения сланцевого газа (а позднее и сланцевой нефти). Это означало, что оно не затрагивало сразу же интересы больших групп местного населения и не вызывало тем самым «эффект отторжения» — так называемый «эффект NIMBY»⁴, препятствующий проведению и/или дальнейшему расширению работ.

В-третьих, доступность ресурсов воды в районах освоения сланцевых углеводородов, поскольку наличие воды критически важно для проведения гидроразрыва пласта — ключевого метода добыче сланцевых газа и нефти.

В-четвертых, технологические инновации были бы невозможны без длительного государственного финансирования фундаментальных НИОКР, которые обеспечивают основу для их последующей коммерциализации частным бизнесом.

Американская сланцевая революция долго готовилась и «выстрелила» через 30 с небольшим лет после начала подготовки в 1974 г. Администрацией тогдашнего президента США Р. Никсона программы «Энергетическая независимость» в ответ на введение нефтяного эмбарго и повышение нефтяных цен странами ОПЕК в 1973 г.

В 1977 г. (уже администрацией Дж. Картера) эта программа была принята. Она предусматривала, кроме всего прочего, широкомасштабное государственное финансирование фундаментальных НИОКР по разным направлениям (по 14-ти только в газовой сфере [9]), по которым в принципе когда-то мог бы быть получен эффект уменьшения зависимости от энергетического импорта.

⁴ “not in my backyard” (не на моем заднем дворе).

Одним из таких оказавшихся успешными направлений стало создание коммерческих технологий освоения сланцевых углеводородов (сначала сухого, затем жирного газа, а затем и нефти) на основе комбинации (успешного объединения в единый технологический комплекс) трех отдельных достижений революционного НТП: трехмерной сейсмики, горизонтального и направленного бурения и множественного гидроразрыва пласта (ГРП).

Был запущен маховик государственных инвестиций, который создал необходимые предпосылки для последующей сланцевой революции. Это было детально раскрыто в исследовании Массачусетского технологического института (MIT) [9]. Целенаправленное государственное финансирование фундаментальных НИОКР, которое началось с 1978 г. по разным направлениям, давало возможность на начальном этапе пройти точку невозврата по наиболее успешным из них.

Эти НИОКР запустили механизм для формирования достижений революционного НТП. Дальше, когда замаячили перспективы их коммерциализации, подключился бизнес через различные структуры, плюс правительство создало мощные инвестиционные стимулы на стадии коммерциализации инноваций. Через 30 лет это дало мощный результирующий эффект.

Таким образом, полный инновационно-инвестиционный цикл освоения сланцевых углеводородов от начала госфинансирования фундаментальных исследований до получения широкомасштабного эффекта продолжался три десятилетия.

В-пятых, США смогли трансформировать исторические «минусы» развития своей нефтяной отрасли в ее современные «плюсы», что обеспечило быстрое и широкое освоение сланцевых углеводородов. Общеизвестно, что США были пионером коммерческого освоения ресурсов «традиционной нефти» в мире (Пенсильвания, 1859 г.). Недостаточные знания о геологии пластов и организация системы лицензирования в условиях «дикого капитализма» в период первоначального накопления капитала привели к выставлению на аукционы множества мелких участков. Это привело к нескоординированному и неоптимальному освоению месторождений, бурению избыточного числа скважин в течение последующих десятилетий (нефтегазовый бизнес — долгосрочный и инерционный)⁵.

В итоге в США сосредоточено 85% общего числа эксплуатационных скважин в мире, большинство из которых малодобитные и работающие в непостоянном режиме (*stripper wells*). Но это же послужило мощным стимулом для развития высокоэффективной и широко диверсифицированной, адекватной по масштабам скважинному фонду, нацеленной на снижение затрат сервисной промышленности (бурение скважин, производство оборудования), что делает стоимость скважин в США (основной элемент затрат для производителя) зачастую на 60–80% дешевле, чем в других странах.

⁵ Начальный этап развития американской нефтяной отрасли хорошо описан в [10–11] и, конечно, в [14].

Концентрация доступного бурового и сопутствующего оборудования в США является настолько высокой, а инфраструктура его доставки настолько разветвленной, что позволяет откликаться на запросы недропользователей начать бурение в новых районах почти что в режиме реального времени (иногда всего лишь в течение 48 часов с момента получения соответствующей заявки).

В-шестых, сыграла роль либеральная экономическая модель развития страны. В США сегодня действуют более 4000 нефтегазодобывающих компаний⁶. В условиях большого числа мелких и средних месторождений в стране это предотвращает монополистический контроль над отраслью. Это позволяет компаниям быстро откликаться на новые веяния и веления времени, брать на себя соответствующие «пионерные» риски.

В-седьмых, система недропользования, в соответствии с которой на суше США право пользования недрами принадлежит землевладельцам. Поскольку именно они, а не государство, как в других странах, получают арендные платежи и плату за право пользования недрами, это стимулирует частных владельцев участков земли передавать их в аренду недропользователям, с одной стороны, и резко сокращает и ускоряет процедурную (административно-разрешительную) часть недропользовательского процесса, с другой. Но это же стимулирует недропользователей к быстрейшему освоению полученных участков недр, так как лицензионные соглашения обычно предусматривают интенсивную программу работ, невыполнение которой ведет к прекращению/расторжению арендного договора.

В-восьмых, разветвленная трубопроводная система с конкурентным, открытым (прозрачным) и недискриминационным доступом к ней⁷. Это дает возможность любому производителю и/или потребителю получить доступ к транспортной инфраструктуре и тем самым монетизировать эффект от разработки новых месторождений.

В-девятых, преимущества развитой финансовой системы США. Это, с одной стороны, обеспечивало наличие дешевого и доступного кредита, ибо нефтегазовые проекты финансируются преимущественно за счет заемных средств. С другой — возможность через фьючерсные рынки, финансовые деривативы сохранять при сделках приемлемый интервал финансовой прибыльности на годы вперед, хеджируя и перестраховывая риски снижения цен за счет будущих периодов. Правда, тем самым накапливается пузырь финансовой задолженности, который может как рассосаться с течением времени, так и лопнуть.

⁶ Для сравнения, в России, территория которой больше, чем США, максимальное число мелких и средних нефтегазовых компаний на первом пике их развития в конце 1990-х гг. было равно 108, сегодня число действительно независимых (неаффилированных с российскими ВИНК) мелких и средних компаний составляет около 250 [28].

⁷ Регуляторный режим функционирования газопроводной системы США детально описан в исследовании сотрудников Центра энергетических исследований (ЦЭИ) ИМЭМО РАН И.А. Копытина, А.О. Масленникова, М.В. Сеницына [12], в рецензии на которую [13] отмечены основные достоинства данного исследования.

В-десятых, интенсивные налоговые и инвестиционные стимулы и тому подобные меры прямой господдержки частного бизнеса. Если страна нацелилась на достижение энергонезависимости или на достижение иной не менее амбициозной задачи, в основе которой лежат огромные инвестиции, то это делается в союзе, а не в противоборстве государства и частного бизнеса.

Наконец, «преимущества незнания», свойственные любому пионеру по причине отсутствия «негативного знания» на начальном этапе любой «кривой обучения» (“learning curve”), то есть информации о возможных негативных последствиях применения новых технологий, которые проявляются и фильтруются на истинные и мнимые только в процессе их дальнейшей эксплуатации. Освоение сланцевого газа в этом смысле — не исключение. А коль скоро неизвестны риски/негативные последствия, то и отсутствуют удорожающие издержки удлинения и усложнения разрешительных процедур, должных предотвращать эти (реальные или мнимые) негативные последствия (то, с чем неизбежно сталкивается любая страна/компания, идущая по следам первопроходца).

В общем, как сказал известный энергетический публицист Дэн Йергин (Dan Yergin), лауреат престижной Пулитцеровской премии за свой посвященный глобальной истории развития нефтяного бизнеса фундаментальный труд “The Prize” [14], «такой комбинации факторов нет более нигде в мире» [29]. Поэтому освоение сланцевого газа (сланцевых углеводородов) в других странах, будь то в Европе или Азии, не меняет глобальную картину энергетического мира, как это произошло в США, но будет иметь лишь локальные последствия для самих этих стран.

Д. Йергину вторит другой известный специалист — Филип К. Верлегер-мл. (Philip K. Verleger, Jr), по мнению которого «уникальные институциональные условия, лежащие в основе американской сланцевой революции, не могут быть найдены где-либо еще» [30]. По его мнению, США и Канада остаются единственными странами, которые поощряют развитие мелких, эффективных энергетических компаний с низкими затратами, в то время как остальные страны полагаются на энергетические компании-гиганты типа ExxonMobil.

Но освоение сланцевых углеводородов требует бурения сотен тысяч скважин с низкими затратами, а крупные транснациональные корпорации не могут реализовывать проекты с многими тысячами работников на множестве мелких месторождений — это не их профиль. Они преуспевают в освоении небольшого числа очень дорогих, но высокопродуктивных мега-проектов, реализуя эффект масштаба.

РАЗНЫЕ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЦИКЛЫ

Инвестиционный цикл в добыче сланцевых углеводородов радикально отличается от цикла производства «традиционных» нефти и газа (Табл. 2.1). Различные инвестциклы оказывают различное влияние на ценовую динамику,

Таблица 2.1: Сланцевые и традиционные нефть и газ: основные различия инвестиционных циклов

Параметры	Сланцевые нефть и газ	Традиционные нефть и газ
Доля условно-постоянных затрат (капиталовложений/CAPEX) в общих затратах	Низкая	Высокая
Доля условно-переменных затрат (эксплуатационных расходов/OPEX) в общих затратах	Высокая	Низкая
Экономический жизненный цикл, лет	Короткий (2–3)	Длинный (10–15+)
Временной лаг между окончательным инвестиционным решением (FID) и притоком первой нефти/газа	Короткий (недели)	Длинный (годы)
Чувствительность к колебаниям цен (краткосрочная ценовая эластичность)	Высокая	Низкая
Тип извлекаемой экономической ренты	Технологическая	Природно-ресурсная (эффект масштаба)
Темп падения дебитов скважин	Высокий	Низкий
Каким образом данный тип инвестиционного цикла влияет на ценовую нестабильность на рынке (волатильность рыночных цен)	Смягчает/ «амортизатор шоков» (1) (быстрый инвестиционный эффект)	Усиливает (отложенный инвестиционный эффект)
Основные производители и их финансовые характеристики	Мелкие и средние компании (2)	Крупные, финансово устойчивые компании (3)
Финансирование («проектное финансирование» — это ...)	...конвейер, стандартизированная процедура (4)	...искусство (5)

(1) Термин Спенсера Дэйла (BP); (2) недостаточный для финансирования проектов свободный денежный поток; полностью зависят от долгового финансирования; (3) долговое финансирование как механизм распределения/минимизации рисков, но не результат нехватки собственных средств; (4) каждый проектное решение типовое, поэтому простые решения; (5) каждое проектное решение уникально, поэтому решения лишены простоты.

Источник: составлено автором с использованием: Spencer Dale. The New Economics of Oil. Society of Business Economists Annual Conference, London, 13 October 2015, p.7

а также по-разному реагируют на нее. Чем принципиально отличается от добычи традиционных нефти и газа производство сланцевых углеводородов? В первом случае операторы проектов принимают индивидуальные решения по их разработке и финансированию, при этом проектное (долговое) финансирование для таких проектов — это искусство.

Добыча сланцевых ресурсов — это конвейер по бурению, причем и технологический, и финансовый; здесь проектное финансирование поставлено на поток и становится ремеслом. В итоге два разных типа ресурсов предопределяют нацеленность на извлечение двух различных типов ренты.

Выше отмечалось, что важнейшим фактором реализации американской сланцевой революции было наличие в докризисный период финансового благополучия доступного кредита, необходимого для интенсивного проектного (долгового) финансирования освоения сланцевого газа. Но в условиях снижения газовых цен в результате формирования избытка предложения (из-за отсутствия возможностей экспорта СПГ до февраля 2016 г., вследствие чего рынок газа США представлял собой «энергетический остров») это привело к нарастанию пузыря финансовой задолженности [1–4].

Еще зимой 2012 г. в статье со знаковым названием «США: революция съест своих детей» [31] говорилось, что «еще до коллапса газовых цен производители сланцевого газа тратили в 2–5 раз больше получаемой операционной прибыли на финансирование покупки или аренды земельных участков, программы бурения и закачивания скважин...». Аналогичный вывод был сделан в статье в «Financial Times» весной того же года. [32]

Автор обращал внимание на эту проблему еще в начале 2013 г. [33] Специалисты Rystad Energy установили, что объемы сланцевой добычи прямо пропорциональны затратам, но конкретная зависимость меняется от пласта сланцевых пород к пласту. При этом их анализ по 15 ключевым сланцевым компаниям, на долю которых пришлось 40% сланцевого бизнеса, показал, что эти компании финансировали инвестиции в добычу за счет заимствований и продажи активов, и что объем инвестиций превышал объем доходов от производственных операций. [34]

Специалисты Оксфордского Института энергетических исследований (OIES) Дж. Стерн и Б. Фаттух пишут, что «для производителей американских сланцевых ресурсов речь идет не только об экономике добычи, но и об их собственной платежеспособности (leverage), поскольку рост добычи пропорционален росту долговой нагрузки сланцевых производителей». Но добавляют, что «несмотря на отрицательные потоки свободных денежных средств, финансирование пока не стало проблемой для американских разработчиков сланцевых УВС, поскольку они способны представлять достаточное обеспечение под финансирование» [35]. Одна из причин — снижение издержек сланцевых производителей практически в режиме «реального времени». Это является результатом крутопадающей кривой снижения дебитов сланцевых скважин, что,

в условиях быстро реагирующей на инновационные вызовы американской экономики предопределяет столь же крутопадающую «кривую обучения» для добычи сланцевых углеводородов.

После кризиса 2009 г. и снижения цен на газ кривая добычи сланцевого газа (резкое падение дебитов скважин) требует эскалации бурения и, соответственно, роста затрат и обслуживания долга. Отсюда — образование пирамиды задолженности и нарастание финансового пузыря накопленной задолженности. При этом доступные механизмы хеджирования лишь отодвигают, но не решают проблему.

Так, американские энергетические, преимущественно сланцевые, компании стали крупнейшими заемщиками на рынке «плохих» долгов: на их долю приходится более 15% рынка «мусорных облигаций» США (то есть для компаний, чьи рейтинги находятся ниже инвестиционного уровня «BB-»). Большая часть их капиталовложений финансируется за счет «плохих» долгов (то есть более дорогих заимствований), доля которых доходит до 65–85% EBITDA, а сами капиталовложения устойчиво превышают EBITDA примерно в полтора раза [36].

Система недропользования США требует быстрого возврата неразбуриваемых участков владельцу земли, поэтому арендаторам участков нельзя отложить их освоение. Разработчики сланцевых ресурсов «второй волны» (пришедшие в бизнес по следам успеха первой) стоят перед дилеммой поздней (дорогой, с премией) аренды участков: либо вернуть их (и списать затраты), либо продолжать бурить (меньший из убытков) в ожидании получения права на экспорт. У компаний-разработчиков сланцевых ресурсов существуют опасения, что администрация США закроет период налоговых каникул для независимых компаний, которые сегодня предъявляют к налоговым вычетам затраты на бурение, что позволяет финансировать бурение новых скважин и сдерживать надувание пузыря задолженности. Многие компании идут на списание затрат на рынке США в надежде экспортировать накопленный опыт на рынки сланцевого газа в других странах.

Таким образом, перед страной, обеспечившей сланцевую революцию и запустившей необратимую цепочку ее глобальных последствий, стоит задача предотвращения схлопывания пузыря финансовой задолженности компаний-разработчиков сланцевых ресурсов и мягкого постепенного его сдувания в условиях резкого изменения ценовой конъюнктуры на рынках углеводородов.

Поэтому применительно к США остается открытым вопрос: насколько последствия двух разных производственных циклов для «классической» («несланцевой») и «сланцевой» нефти совпадают? От того, по какой траектории пойдет дальнейшее развитие событий в сланцевой отрасли США, будут зависеть последствия для всей мировой экономики, учитывая роль США как крупнейшего игрока на мировых рынках физической и бумажной энергии и на мировом финансовом рынке.

Американская сланцевая революция запускает необратимые системные «эффекты домино» в рамках мировой энергетики и экономики, и, несмотря на финансовые риски, связанные с долговым финансированием сланцевой отрасли США, ей не грозит банкротство, чреватое остановкой «американского сланцевого конвейера».

Глава 3. Сланцевая экономика, финансирование проектов, меры стимулирования

Д.В. Борисов

Вопросы выбора критериев для оценки степени успешности работы производителей сланцевой нефти представляют интересную методологическую задачу. С одной стороны, можно делать упор на операционных рекордах (за последние 10 лет добыча «нетрадиционной» нефти в США выросла в шесть раз), а с другой — инвесторы, наблюдающие за динамикой стоимости акций отдельных нефтяных компаний (капитализация целого ряда пионеров сланцевой революции находится ниже среднерыночного уровня), вряд ли обрадуются только производственным достижениям эмитентов. И зачастую ключевым переходным элементом между запасами/добычей и стоимостью компании является экономика разработки. Не удивительно, что фраза «Еххон качает деньги, а не нефть» («Еххон is pumping cash, not oil»), появившаяся на свет десять лет назад, стала легендарной.

В упрощенной форме в рамках анализа экономики добывающих проектов можно выделить два основных блока: доходный (выручка) и расходный (затраты, налоги и пр.). Очевидно, что для динамики доходов определяющими факторами являются цены на нефть и объем добычи углеводородного сырья. Однако, несмотря на небольшое количество переменных, формирующих выручку, планирование сопряжено с рядом серьезных трудностей, главная из которых заключается в сложности прогнозирования динамики нефтяных котировок, что подтверждается довольно большим количеством случаев, когда фактические данные не имеют ничего общего с ожиданиями.

Например, как видно на Рис. 3.1, и во второй половине 2008 года, и в августе 2014 года падение цен на нефть стало настоящим сюрпризом для участников рынка. Расхождение между прогнозами и действительностью (без учета влияния «черных лебедей»), на наш взгляд, связано с тем, что в большинстве методологических подходов к прогнозу цен на нефть используются допущения, которые влияют на нефтяные котировки на интервалах, превышающих один год (например, себестоимость «замыкающих» производителей).

Как бы то ни было, сланцевая революция стала следствием высоких цен на нефть — в период с 2010 по 2014 год именно они вкупе с развитием технологий привели к взрывному росту инвестиций в разработку трудноизвлекаемых запасов.

Однако уже во второй половине 2014 года нефть резко подешевела, и нефтяным компаниям в этом сегменте пришлось бороться за выживание. Большинство из них пересмотрели свои стратегии в сторону повышения эффективности, в том числе за счет оптимизации издержек.

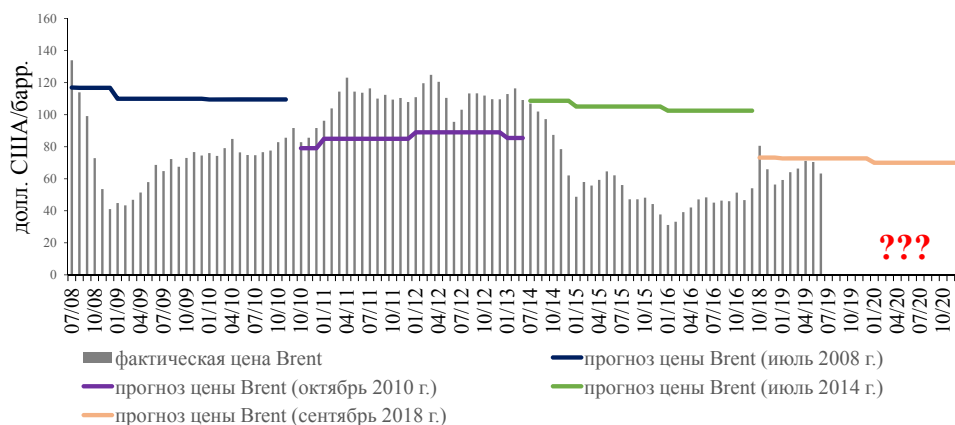


Рисунок 3.1. Сопоставление прогнозных и фактических цен на нефть

Источник: Bloomberg, EIU, Business Monitor International (BMI), оценка Энергетического центра ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Отметим, что технологический срок жизни скважин для сланцевых формаций существенно ниже, чем для традиционной нефти. На начальном этапе пробуренные эксплуатационные скважины дают высокий приток, после чего начинается стремительное падение дебитов. Например, по данным Управления энергетической информации Министерства энергетики США (U.S. Energy Information Administration, EIA), на нефтегазоносной формации Bakken снижение добычи на скважине к концу второго года ее работы составляет примерно 70%. Это приводит к тому, что срок рентабельной эксплуатации нефтяной скважины для сланцевых формаций не превышает 6–7 лет (при этом практика поддержания пластового давления (ППД) не получила широкого распространения ввиду низкой эффективности ее применения для данных типов коллекторов).

С одной стороны, это увеличивает удельные капитальные издержки, а с другой (особенно с учетом действующих налоговых вычетов в США) — повышает мобильность реагирования на изменение ценовой конъюнктуры.

При этом сокращение сроков всех этапов строительства скважины (от мобилизации буровой бригады до освоения) и ускорение перехода к добыче нефти является одним из важных рычагов повышения рентабельности сланцевых проектов (Рис. 3.2).

Курс на повышение операционной эффективности затронул все основные сланцевые формации. Как видно на рис. 3.3, добыча нефти в расчете на одну действующую буровую установку неизменно росла (причем начиная с 2015 года — значительно).

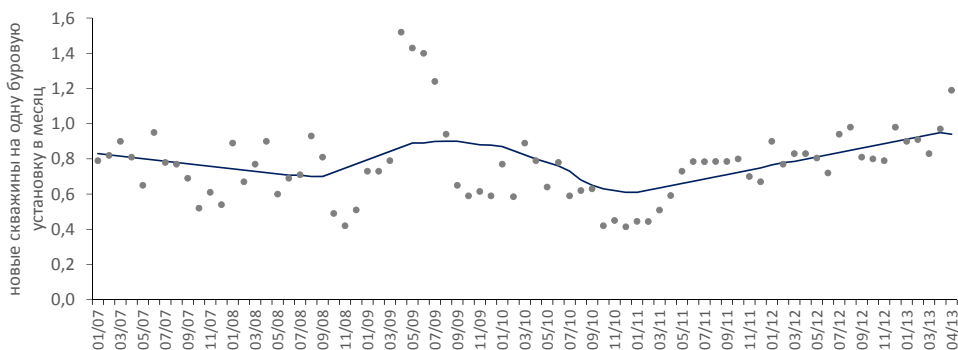


Рисунок 3.2. Средняя скорость бурения на формации Bakken

Источник: EIA

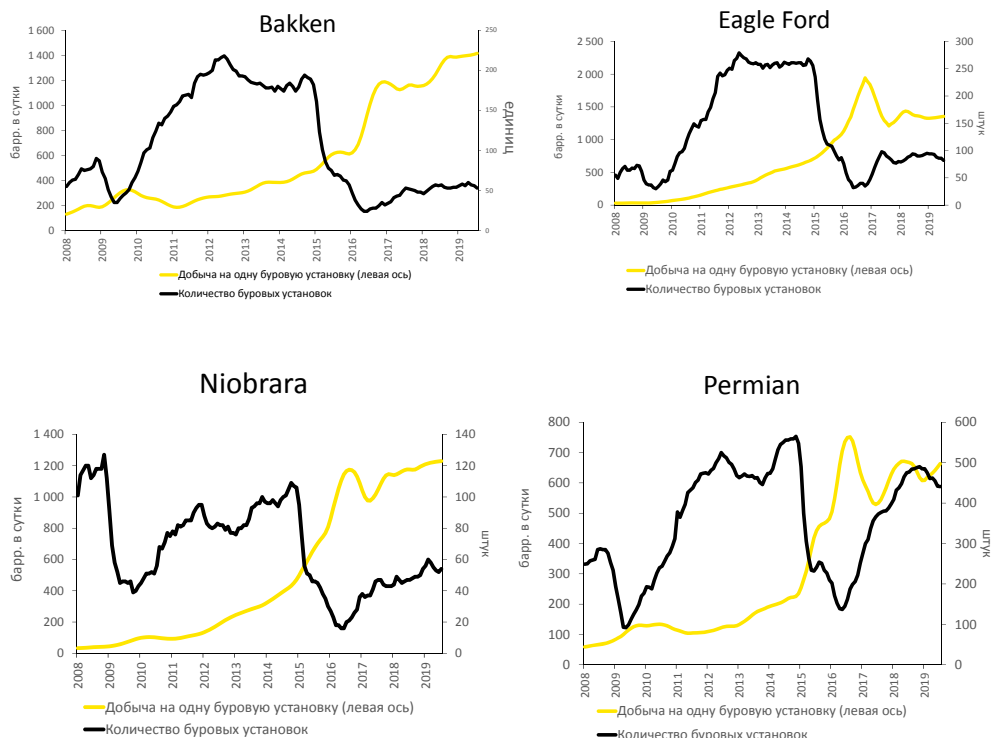


Рисунок 3.3. Изменение добычи в расчете на одну буровую установку по ключевым регионам

Источник: EIA

В целом, экономика добычи нефти из плотных пород варьируется, причем как между разными бассейнами, так и в рамках отдельных формаций, что помимо прочего обусловлено различной величиной расходов. Так, в 2014–2015 годах разброс удельных затрат на строительство скважины на формации Bone Spring в бассейне Permian составлял от 4,9 до 7,3 млн долл. США, а на Wolfcamp Midland — от порядка 5,5 до 8,8 млн долл. США.

При этом около 60% капитальных затрат на строительство скважин приходилось на три основных направления: услуги флота ГРП, затраты на бурение (включая стоимость растворов), а также приобретение пропанта (Рис. 3.4).

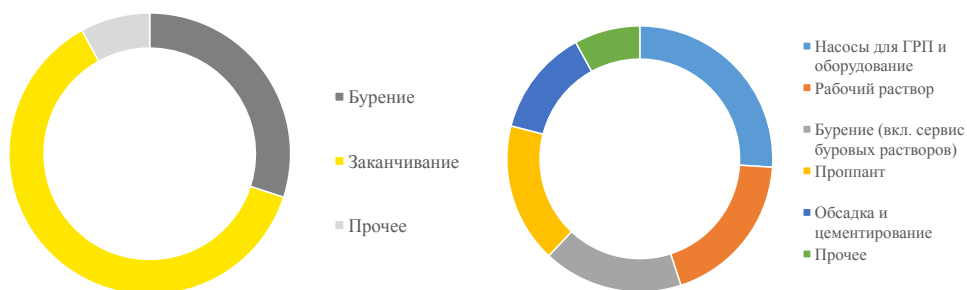


Рисунок 3.4. Структура капитальных затрат на формации Wolfcamp Midland (по состоянию на период с 2014 по 2015 год)

Источник: IHS, EIA, оценка Энергетического центра ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Неслучайно, что именно эти статьи затрат стали ключевыми объектами по оптимизации, проводимой нефтяными компаниями. Так, в период с 2008 по 2014 год скорость бурения в среднем по формации Wolfcamp Midland выросла на 164% до 236 метров в сутки. В апреле 2019 года компания Moss Creek Resources Holdings Inc. сообщила о бурении скважины с длиной по стволу 7,5 тыс. метров (с горизонтальным участком 5,5 тыс. метров) за 18 дней.

Помимо этого, растущая конкуренция между буровыми подрядчиками и падение цен на нефть в середине 2014 года несколько охладили рынок нефтесервисных услуг, позволив операторам проектов сэкономить денежные средства за счет более низких ставок. Например, на формации Wolfcamp Midland они сократились с 755 долл. США за метр в 2012 году до порядка 490 долл. США за метр в 2015–2016 годах.

Компании также непрерывно проводили работу по оптимизации технологий добычи. Так, по данным EIA, в 2015 году количество скважин с горизонтальным стволом составило 38,4 тыс. штук, что более чем в 14 раз больше, чем в 2005 году.

Интересно, что фонд вертикальных/наклонно-направленных скважин за аналогичный период практически не изменился, составив порядка 50 тыс. штук (с дебитом нефти более 2 тонн в сутки). Это привело к тому, что в 2017 году фонд горизонтальных скважин превысил фонд вертикальных (хотя еще в 2004 году на долю последних приходилось более 95% от общего объема). Помимо роста числа горизонтальных скважин происходило увеличение длины горизонтального участка. Например, в бассейне Permian с 2013 по 2017 год средняя длина горизонтального участка выросла на 24% до более чем 2000 метров (Рис. 3.5 и 3.6).

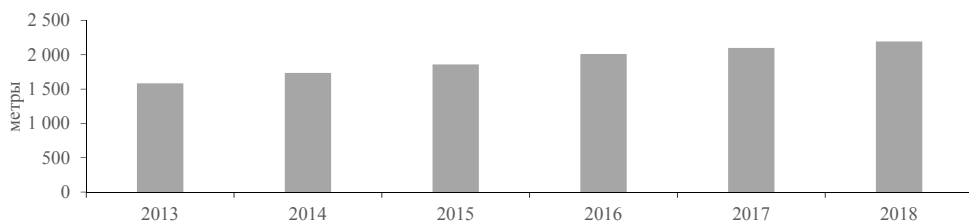


Рисунок 3.5. Средняя длина горизонтального участка в бассейне Permian

Источник: <https://adi-analytics.com>

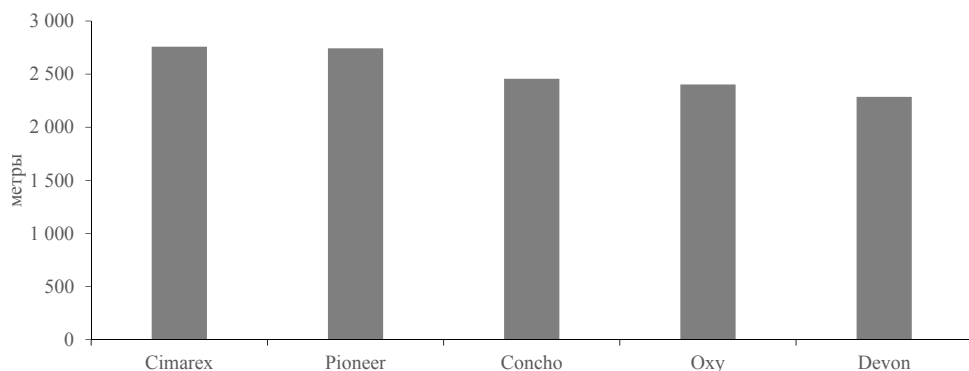


Рисунок 3.6. Средняя длина горизонтального участка по ведущим нефтедобывающим компаниям в бассейне Permian в 2018 году

Источник: <https://adi-analytics.com>, данные компаний

На рис. 3.7 представлена динамика увеличения показателя внутренней нормы доходности (IRR) по скважинам за счет внедрения описанных выше мероприятий и применения усовершенствованных технологий заканчивания.

Стоит также отметить и увеличение объемов кустового бурения, доля которого, по некоторым оценкам, выросла с 5% в 2005 году до 60% в 2016 году.

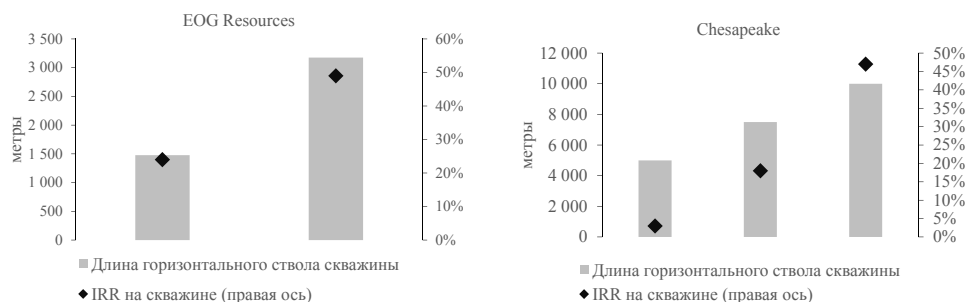


Рисунок 3.7. Изменение внутренней нормы доходности по скважинам в зависимости от увеличения длины горизонтального ствола

Источник: данные компаний

Однако в процессе оптимизации затрат компании сталкивались с рядом трудностей. Так, рост доли горизонтальных скважин в связи с расширением применения технологии ГРП (и увеличением количества стадий разрыва) привел к скачку спроса на пропант, закачка которого только в бассейне Permian выросла с 1,8 тонны на метр горизонтального участка в 2015 году до 3,4 тонны на метр в 2018 году.

Это привело к тому, что в условиях дефицита в середине 2017 года его стоимость стала расти: по данным Fairmount Santrol, потребление пропанта увеличилось с примерно 4000 тонн на горизонтальную скважину в 2015 году до 6000 тонн в 2017 году (Рис. 3.8). Дополнительное давление на стоимость песка оказывали высокие транспортные издержки при доставке его с месторождений из штата Висконсин на севере США (Northern White Sand).

В результате из-за инфраструктурных проблем некоторые компании были вынуждены останавливать производство, поскольку не могли получить вовремя необходимое количество песка. На сегодняшний день проблема частично разрешается за счет обнаружения запасов песка, который можно использовать для проведения ГРП, в штате Техас, в непосредственной близости от бассейна Permian.

Еще одним направлением повышения эффективности разработки месторождений и снижения себестоимости добычи стало проведение технологических экспериментов (разновидности zipper fracturing и пр.). Например, компаниям практически полностью удалось отказаться от использования воды в чистом виде в технологии ГРП (в зависимости от формации), увеличив применение растворов, содержащих поверхностно-активные вещества (до 50% от общих применяемых объемов на Permian Midland к 2015 году), а также заметно нарастив использование гелей на основе сложноэфирных масел (с примерно 20% в 2005 году до более 60% в 2015 году по Permian Delaware).

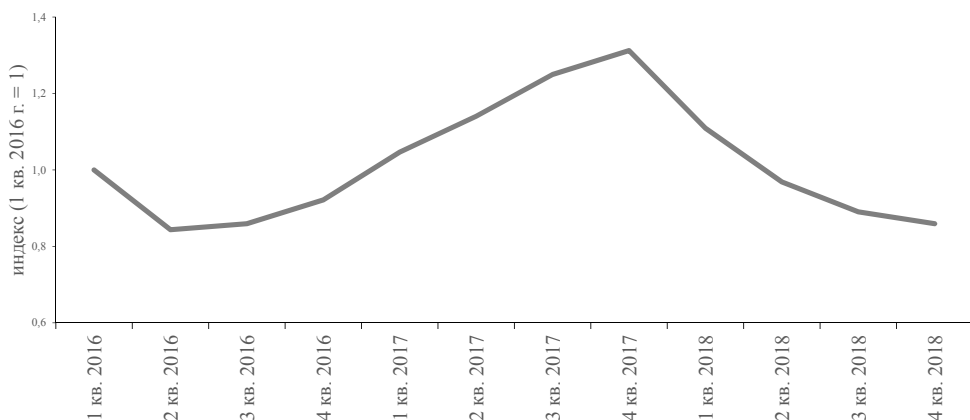


График 3.8. Изменение цены на песок для ГРП в среднем по сланцевому сектору с начала 2016 года

Источник: Bloomberg, данные компаний оценка Энергетического центра ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

В результате проведенных мероприятий по повышению эффективности при строительстве скважины совокупным эффектом стало снижение ее стоимости примерно на 5% в квартал в период с начала 2014 года до середины 2016 года (Рис. 3.9).

В структуре операционных затрат по сланцевым формациям основную долю (65%) занимают прямые эксплуатационные издержки (электроэнергия, затраты на обслуживание глубинно-насосного оборудования, утилизация воды и персонал) и транспортные расходы (Рис. 3.10).

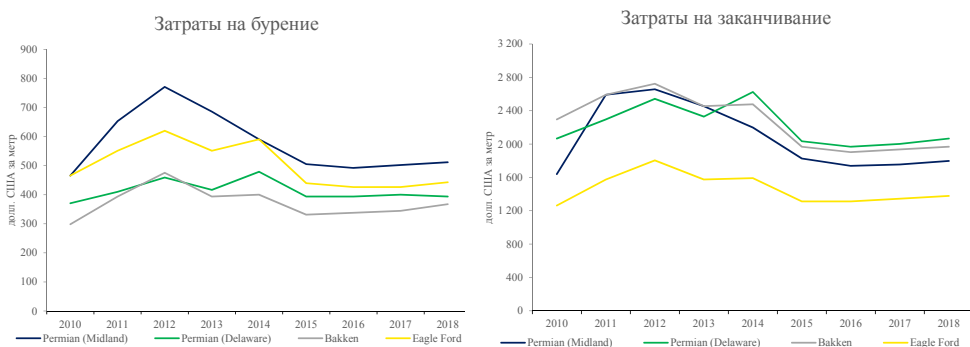


Рисунок 3.9. Изменение удельных затрат на бурение и заканчивание скважины по отдельным сланцевым регионам

Источник: IHS, EIA



Рисунок 3.10. Структура операционных затрат в формации Wolfcamp Midland бассейна Permian в 2014 году

Источник: IHS, EIA

Оптимизация операционных издержек происходила в первую очередь за счет появления дополнительных логистических опций по мере ввода новых трубопроводов. Так, например, с августа 2014 года по январь 2017 года транспортные мощности в бассейне Permian увеличились на 63%, а к августу 2018 года — в 2,5 раза.

Благодаря активному внедрению автоматизированных информационных решений производители смогли несколько скорректировать затраты на электроэнергию. Помимо этого, в рамках оптимизации операционных затрат большинство компаний сокращало персонал (в частности, численность сотрудников Anadarko Petroleum Corporation в 2016 году снизилась на 22% по сравнению с предыдущим годом, EOG Resources — на 4% по сравнению с 2015 годом и на 12% по сравнению с 2014 годом, а Hess Corporation — на 9% и 24% соответственно).

В 2019 году представители Chevron заявили, что за последние четыре года их компании удалось снизить операционные затраты, связанные с добычей сланцевой нефти, на 40%.

Изменение объема капитальных и операционных затрат привело к снижению точки безубыточности по всем сланцевым формациям.

Наиболее быстрые темпы снижения данного показателя наблюдались на участке Midland бассейна Permian — примерно с 90 долл. США за баррель в 2013 году до чуть более 40 долл. США за баррель в 2018 году для горизонтальных скважин (Рис. 3.11). Самая высокая точка безубыточности остается на формации Eagle Ford, что обусловлено более высоким уровнем роялти, динамикой изменения дебитов скважин по нефти и структурой добычи углеводородов.

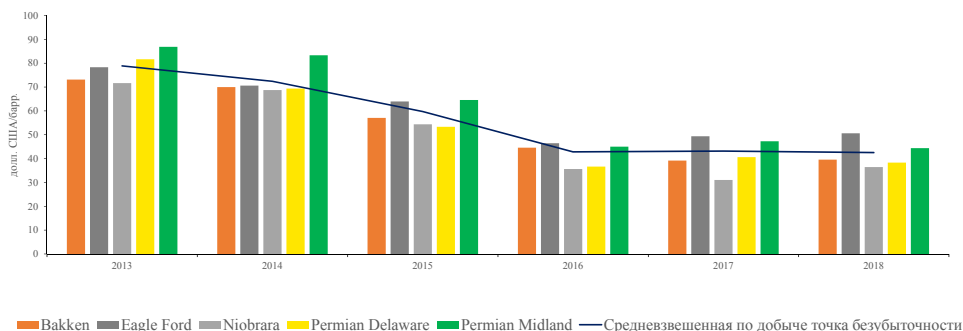


Рисунок 3.11. Изменение точки безубыточности по сланцевым регионам США

Источник: EIA, данные компаний, World Oil Outlook (OPEC), оценка Энергетического центра ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Однако на протяжении всей истории развития сланцевой революции ключевая дилемма была связана с объемом буровых работ как с одной из основных статей расходов. С одной стороны, динамика бурения оказывает непосредственное влияние на величину денежного потока (чем меньше объем буровых работ, тем выше FCF), а с другой — является основой для формирования долгосрочной траектории добычи сланцевой нефти. При этом на первое место пионеры сегмента ставили инвестиции, а не текущую величину прибыли/денежного потока.

В результате даже с учетом существенного снижения себестоимости добычи доходы достаточно долго (вплоть до 2018 года), не покрывали инвестиционных затрат, в итоге накопленный денежный поток большинства пионеров сланцевой революции остается отрицательным (Рис. 3.12).

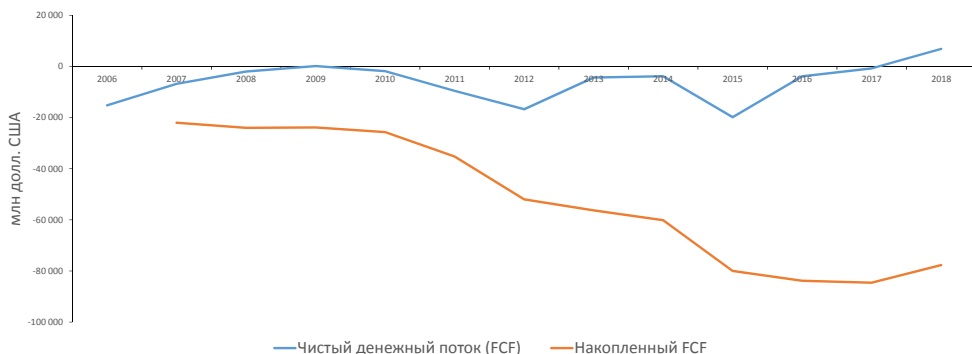


Рисунок 3.12. Свободный денежный поток на примере отдельных сланцевых компаний

Источник: данные компаний

Как бы то ни было, высокие достижения в части организационной и операционной эффективности едва ли смогли привести к сланцевой революции, если бы не финансовая система США, которая позволила привлечь капитал для развития инноваций.

Так, на сегодняшний день американский фондовый рынок, который отличается широким разнообразием инструментов, является крупнейшим в мире по обороту (до 40% всех осуществляемых в мире операций). Ведущими биржами являются NYSE и NASDAQ, капитализация которых превышает 30 трлн долл. США (Рис. 3.13).

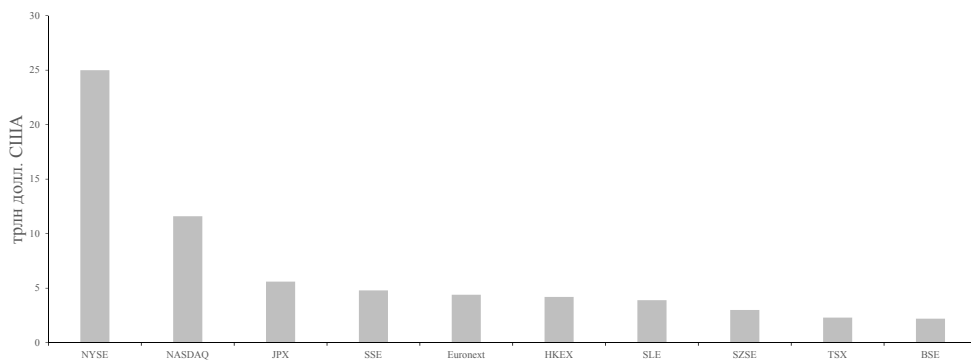


Рисунок 3.13. Крупнейшие мировые биржи (капитализация в трлн долл. США)

Источник: Bloomberg

Административное регулирование торгов, многообразие биржевых инструментов, доверие со стороны крупнейших транснациональных корпораций делают американские биржи наиболее притягательными и ликвидными в мире.

В период бурного развития сланцевой нефтедобычи спрос на акции превышал предложение, свидетельством чему является динамика показателя Depth of Market («биржевой стакан») с августа 2010 года по август 2018 года (Рис. 3.14). Данный показатель отражает настроения участников торгов посредством сравнения информации о заявках на покупку и продажу ценных бумаг на определенный момент времени.

Однако росту фондового рынка предшествовал резкий обвал после финансового кризиса 2007–2008 годов, и именно на этот период пришлось начало активной фазы сланцевой революции. Федеральная резервная система США (ФРС) — федеральное агентство, выполняющее функции центрального банка и осуществляющее контроль над деятельностью коммерческих банков, в качестве одного из путей нормализации ситуации в экономике США и на рынке в целом выбрало покупку активов, нацеленную на повышение ликвидности

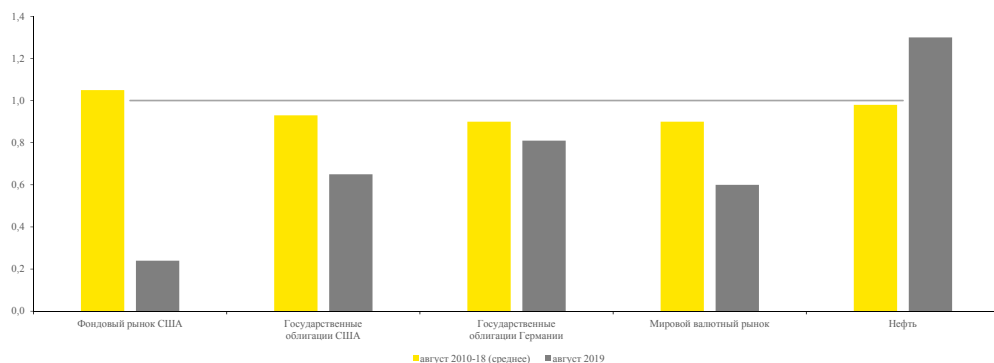


Рисунок 3.14. «Биржевой стакан»: сравнение показателя по американскому и мировым рынкам

Источник: Bloomberg, JPMorgan

банковской системы. В результате к 2014 году на балансе ФРС скопилось свыше 2 трлн долл. США избыточных резервов по сравнению с менее 500 млрд долл. США в 2008 году (Рис. 3.15).

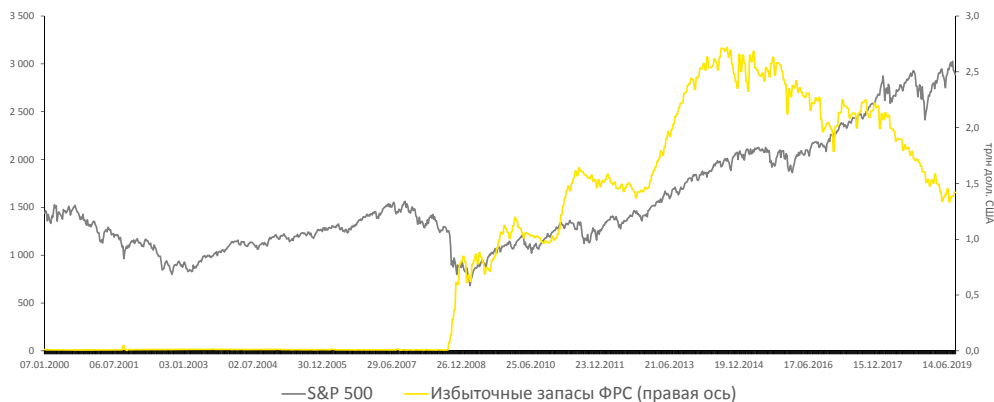


Рисунок 3.15. Динамика фондового индекса S&P 500⁸ и избыточных резервов ФРС

Источник: Bloomberg

Помимо этого, чтобы создать необходимые условия для восстановления экономики, учетная ставка в декабре 2008 года была снижена до рекордно-го уровня в 0,25% по сравнению с 5,25% в 2007 году. Годом позднее, несмотря на некоторое оживление деловой активности, было принято решение сохранить

⁸ Фондовый индекс, в корзину которого включено 500 акционерных компаний США, имеющих наибольшую капитализацию

ставку в диапазоне от нуля до 0,25% годовых в надежде стимулировать расходы и инвестиции. Минимальный уровень продержался вплоть до 16 декабря 2015 года, когда по решению ФРС учетная ставка была повышена до 0,25–0,50% (Рис. 3.16).

Период нулевых процентных ставок обеспечил значительный рост заимствований, в т. ч. среди компаний, не имевших инвестиционного рейтинга. Это позволило производителям сланцевой нефти в период с 2008 по 2018 год привлечь свыше 300 млрд долл.⁹ от эмиссии высокодоходных облигаций с кредитным рейтингом ниже инвестиционного уровня (порядка 15% всего американского рынка т. н. мусорных облигаций). Возможность привлечения капитала с низкой стоимостью фондирования до сих пор остается одним из ключевых преимуществ пионеров сланцевой революции.

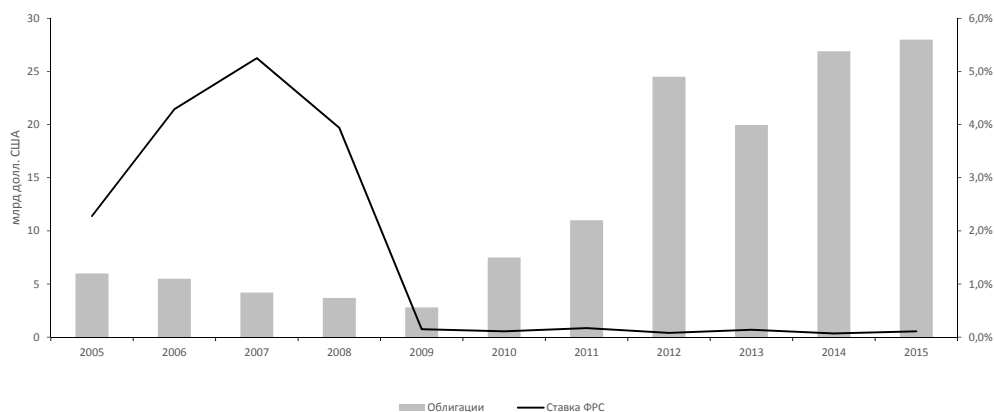


Рисунок 3.16. Объем эмиссии высокодоходных облигаций (добывающие компании Северной Америки) и динамика эффективной ставки ФРС

Источники: ФРС, Columbia SIPA

Как отмечалось ранее, отрицательный денежный поток большинства производителей сланцевой нефти продолжает увеличиваться, что приводит к необходимости привлечения дополнительного финансирования (как в виде заемных средств, так и акционерного капитала). На этом фоне средний коэффициент долговой нагрузки (отношение чистого долга к EBITDA) к 2016 году достиг довольно высокого уровня — до 15 по компаниям, выбранным нами для анализа¹⁰. Впоследствии на фоне восстановления цен на нефть данный показатель снизился, при этом он все равно остается выше среднего (5,5 в 2019 году).

⁹ <https://www.ft.com/content/0a18f0b0-1eab-11e9-b126-46fc3ad87c65>

¹⁰ EOG Resources, Hess Corp., Noble Energy, Continental Resources, Anadarko Petroleum, Pioneer Natural Resources, Devon Energy Corp.

Следует отметить, что заемные средства не являются единственным источником финансирования для североамериканских сланцевых компаний. Привлечение акционерного капитала также имеет место, хотя и не в столь больших масштабах. В рассмотренной нами выборке компаний (см. рис. 3.17) за период с 2009 по 2018 год в рамках вторичного размещения акций (SPO) было привлечено более 44 млрд долл. США. При этом пик активности пришелся на 2015 и 2016 годы, что во многом совпало с ростом объемов размещения долговых инструментов с рейтингом ниже инвестиционного уровня.

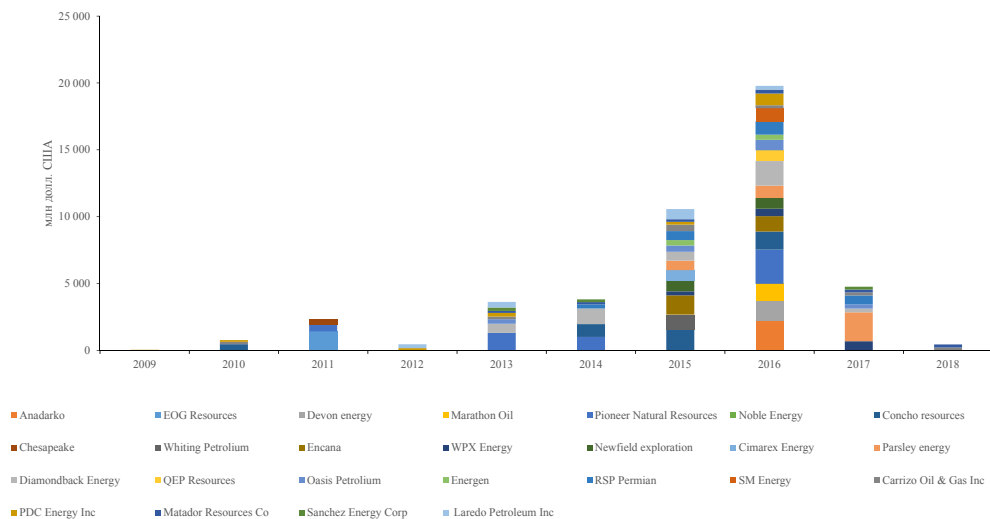


Рисунок 3.17. Привлечение акционерного капитала (SPO)

Источник: Bloomberg, данные компаний

В качестве успешного примера можно привести компанию Extraction Oil & Gas, которая в октябре 2016 года привлекла 633 млн долл. США в ходе IPO, ставшего крупнейшим в секторе после начала обвала цен в середине 2014 года. Стоимость сделки оказалась больше, чем ожидалось, что было обусловлено высоким спросом (для сравнения: годом ранее в секторе была зарегистрирована лишь одна сделка IPO стоимостью 4,8 млн долл. США).

Особое место в развитии сланцевой революции заняли меры государственного стимулирования. Так, стремление США снизить свою зависимость от импорта энергоресурсов стало катализатором для предоставления различных налоговых льгот и, как следствие, оптимизации фискальной нагрузки на отрасль.

При этом основное внимание было направлено на поддержку и стимулирование деятельности независимых нефтяных компаний, которые стали главной движущей силой в разработке и внедрении новых технологий, что способствовало формированию конкурентной среды, обеспечивающей прозрачность бизнеса и высокую экономическую активность.

Статус независимой нефтяной компании для целей налогообложения закреплён на законодательном уровне. Согласно разделу 613(А) Налогового кодекса США, независимой является компания, которая обладает мощностями по переработке менее 75 тыс. баррелей в сутки или имеет годовую выручку от розничных продаж нефтепродуктов и других углеводородов не более 5 млн долл. США.

Крупнейшей налоговой льготой для независимых нефтяных компаний является полный вычет нематериальных затрат на бурение (см. рис. 3.18). Данная льгота позволяет единовременно уменьшить налоговую базу за счёт списания расходов, необходимых для бурения скважины (включая подготовку земельного участка), но в результате которых не создаются активы, имеющие ликвидационную стоимость (услуги подрядчиков, заработная плата персонала, топливо и т. п.). В обычной практике величина нематериальных затрат на бурение списывается постепенно путем ее включения в стоимость внеоборотных активов, которая относится на расходы тех периодов, когда происходит отражение выручки.

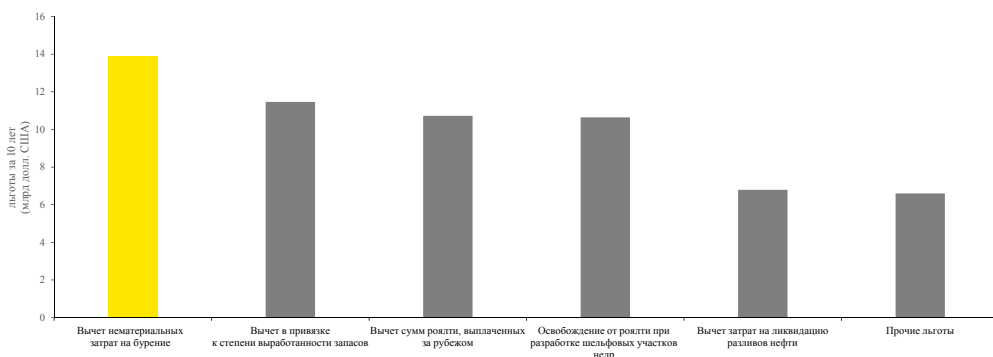


График 3.18. Основные налоговые льготы для нефтегазовой отрасли в США (оценка за 10-летний период)

Источник: Объединенный комитет Конгресса США по налогообложению, офис сенатора Сандерса

Еще одной важной мерой стимулирования деятельности добывающих компаний является налоговый вычет, позволяющий снижать налогооблагаемую базу на определенную величину (15% от валового дохода) с учетом степени выработанности запасов.

В отличие от разового вычета нематериальных затрат на бурение, целью которого является стимулирование новых буровых работ, льгота по выработанности направлена на поддержание добычи на уже имеющемся фонде скважин.

Существующие меры стимулирования играют весомую роль в деятельности независимых нефтяных компаний, которые стали основным локомоти-

вом роста добычи нефти в США в последние 10–15 лет. По данным Независимой нефтегазовой ассоциации Америки (ИРАА), отмена описанных выше льгот в некоторых случаях привела бы к сокращению затрат на бурение на 50%.

Стоит отметить, что заметную роль в быстром развитии независимых нефтяных компаний также сыграли особенности регулирования прав собственности на недра, благодаря которым для производителей был облегчен доступ к ресурсам углеводородного сырья.

Так, согласно законодательству США, право собственности на недра может принадлежать собственнику земельного участка. Подобная практика берет свое начало в XIX веке, когда американским конгрессом был принят ряд нормативно-правовых актов, которые были направлены на стимулирование заселения западных земель и наряду с принятым в 1872 году законом «О разработке месторождений полезных ископаемых» предполагали возможность передачи в пользование или продажи земельных участков (вместе с полезными ископаемыми) из государственной собственности в частную (или их переход от одного частного владельца к другому). Это позволило нефтегазовым компаниям на начальном этапе по относительно низкой цене приобретать землю или брать ее в долгосрочную аренду.

В результате на фоне роста активности нефтяных компаний в США (главным образом в Техасе, Северной Дакоте, Колорадо и Вайоминге) сформировался достаточно ликвидный рынок земельных участков, позволяющий в относительно короткие сроки осуществлять формирование портфеля активов для проведения геологоразведочных работ и (или) вести разработку углеводородного сырья, тем самым способствуя росту добычи и формированию конкурентной среды.

Однако не во всех случаях ситуация с распределением прав собственности на недра является простой. Например, возможен вариант раздельного владения, при котором недра находятся в собственности государства, а права владения земельным участком могут быть распределены между частными лицами в любой комбинации.

Помимо налоговых льгот и специфики регулирования прав собственности, еще одним немаловажным фактором, влияющим на экономику проектов, являются особенности налогового режима, сочетающего в себе как налоги, привязанные к стоимости реализованной продукции (то есть фактически налог на выручку), так и фискальные изъятия, учитывающие размер затрат (налог на финансовый результат). По нашей оценке, налоговая нагрузка в 2014 году для независимой добывающей компании, работающей на активах Permian Midland, составляла порядка 30% (см. рис. 3.19), из которых две трети приходилось на налог на финансовый результат (income tax) и одна треть — на налоги, привязанные к выручке (ad valorem tax и production tax).

На фоне преобладающей доли налога на финансовый результат в общей величине фискальной нагрузки важное значение имеет налоговая реформа,

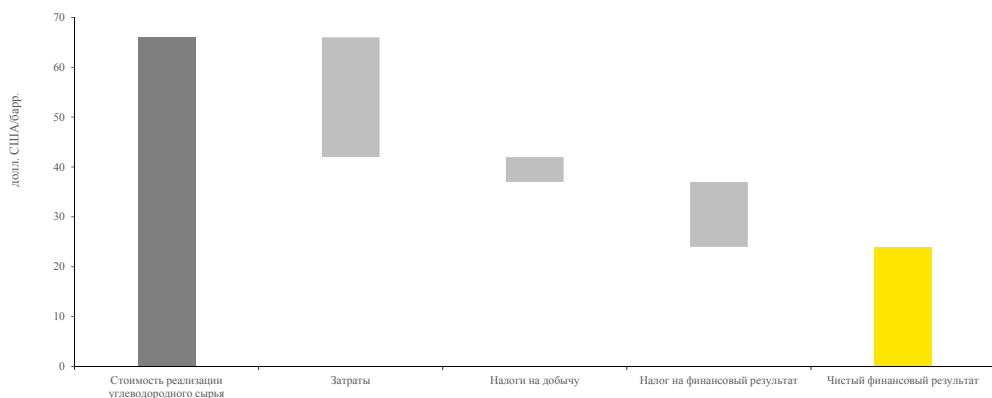


Рисунок 3.19. Налоги без учета расходов по уплате процентов и амортизации (на примере месторождения Wolfcamp, участок Midland бассейна Permian), 2014 год
 Источники: EIA, данные компании Pioneer Natural Resources, оценка Энергетического центра ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

стартовавшая в США 1 января 2018 года, которая существенно повысила инвестиционную привлекательность бизнеса (в том числе нефтяного) благодаря ряду мер, включая радикальное снижение ставки налога на прибыль — с 35% до 21%. По нашим оценкам, наибольшую выгоду от новых условий получили как раз компании среднего размера, на долю которых приходится большая часть сланцевых проектов. Так, при ценах на нефть на уровне 60 долл. США за баррель отношение суммарных налоговых выплат к величине свободного денежного потока¹¹ для месторождений сланцевой формации Bakken в Северной Дакоте снизилось с 73% до 67%, что создало возможность для вовлечения в разработку новых запасов (нерентабельных при старой налоговой системе).

Как уже отмечалось ранее, сложности в прогнозировании будущей динамики цен на нефть значительно сокращают возможности нефтяных компаний по управлению конъюнктурными рисками. Однако способ минимизации потенциальных негативных последствий от возможного «разворота рынка» все же есть: он заключается в хеджировании будущих поставок нефти.

Наряду с правильно выстроенным процессом управления производством выбор эффективной стратегии по хеджированию ценовых рисков может вывести компанию в отраслевые лидеры по уровню рентабельности и помочь добиться желанного статуса «надежной и доходной» (т. н. cash cow).

Ключевые параметры хеджирования — уровень цены и доля хеджируемой добычи в общем объеме производства — определяются руководством каждой компании самостоятельно, поэтому их значения варьируются.

¹¹ Доля государства = Суммарные платежи государству ÷ (Выручка [запасы* цена] — затраты по проекту [CAPEX + OPEX]); налог на прибыль рассчитывается на консолидированной основе

Например, в 2018 году компании, осуществляющие деятельность на сланцевых месторождениях, за счет использования производных финансовых инструментов (главным образом свопов и опционов) страховали от 10% до 80%¹² планируемых объемов реализации нефтяного сырья.

При этом, как и в случае с прогнозированием цен, существует риск несоответствия уровня или направления изменения реальных нефтяных котировок с ценой хеджирования. Так, анализ квартальных и годовых цен реализации сырой нефти на примере одной из сланцевых компаний¹³ с 2013 года показывает, что вплоть до 2017 года выбранная стратегия хеджирования была довольно эффективна: незначительный убыток в размере 0,27 долл. США/барр. в 2013 году, дополнительная выручка в 1,24 долл. США/барр. в 2015 году, 0,92 долл. США/барр. в 2016 году и 0,75 долл. США/барр. в 2017 году. Однако 2018 год с точки зрения использования производных финансовых инструментов для страхования части будущих поставок оказался не очень удачным: величина денежных потерь с каждого реализованного барреля в течение года колебалась от 1,5 долл. США до более чем 7 долл. США (см. рис. 3.20). В целом по итогам 2018 года средний дисконт к цене продажи достиг 4,6 долл. США/барр., а общая величина потерь составила порядка 280 млн долл. США.

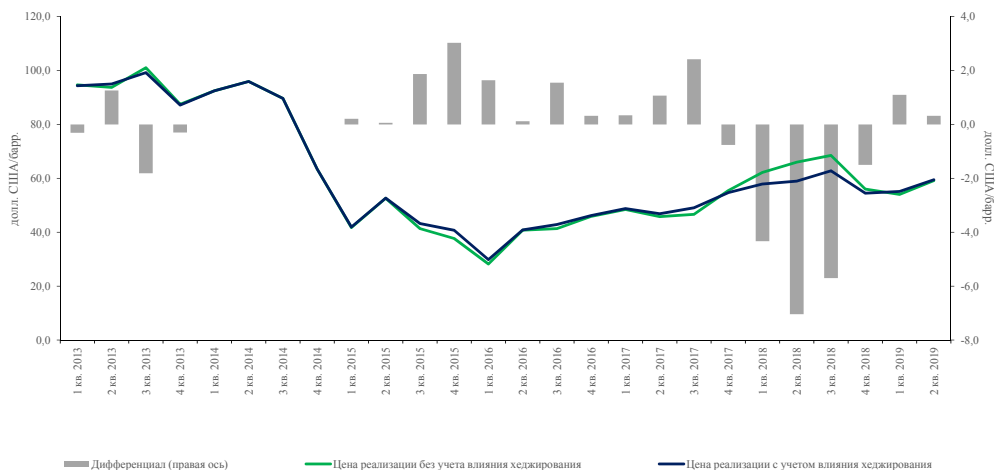


Рисунок 3.20. Сравнение цен реализации нефти одной из сланцевых компаний с учетом и без учета влияния хеджирования, 2013–2019 гг.

Источники: Данные компании, оценка Энергетического центра ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

¹² Rystad Energy

¹³ Рассматривались результаты нефтедобывающей деятельности компании только в пределах США

Стоит отметить, что с помощью хеджирования добывающие компании не только страхуют риск падения цены в абсолютном выражении, но и часто стараются управлять риском изменения ценовых спредов относительно бенчмарка.

Как видно на рисунке 3.21, этот вопрос имеет особую актуальность для производителей, ведущих нефтедобычу в сланцевом бассейне Permian, который стал основным драйвером роста производства жидких углеводородов в США — на него пришлось порядка 45% от общего прироста с 2007 по 2018 год.

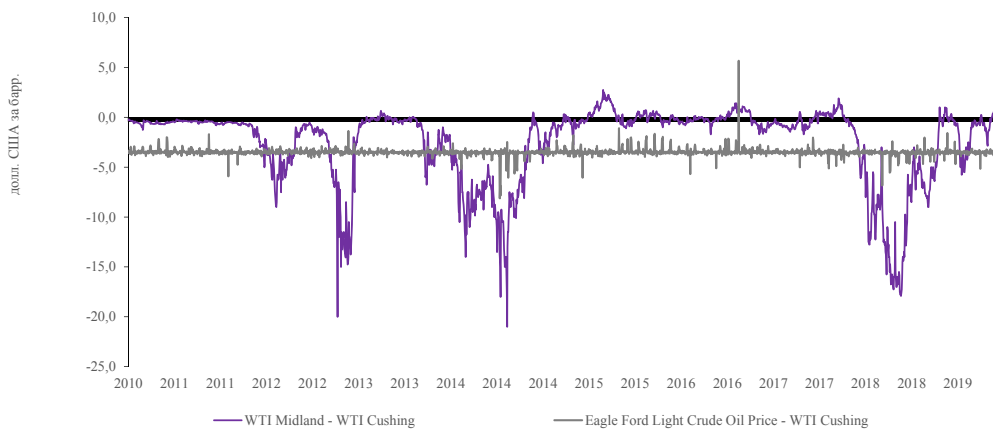


Рисунок 3.21. Изменение ценовых дифференциалов, 2010–2019 гг.

Источники: Bloomberg, оценка Энергетического центра ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

В 2018 году добыча нефти в бассейне Permian составила 3,5 млн барр. в сутки (в четыре раза больше, чем в 2007 году). По состоянию на середину 2019 года уровень производства достиг 4,3 млн барр. в сутки, а доля в общей величине американской добычи — 37% (для сравнения: 17% в 2007 году).

Устойчивый рост добычи послужил толчком для развития инфраструктуры в регионе. Так, за последние пять лет для обеспечения поставок нефти (главным образом в направлении северного побережья Мексиканского залива и терминала Cushing, штат Оклахома) были введены в эксплуатацию несколько нефтепроводов. Однако, несмотря на почти трехкратное увеличение трубопроводных мощностей (анализ данных с августа 2013 года по август 2018 года), загруженность нефтепроводов в районе бассейна Permian в 2018 году вплотную приблизилась к 100% (см. рис. 3.22).

Именно состояние транспортной инфраструктуры стало одним из ключевых триггеров появившихся ценовых диспропорций на нефтяном рынке США в середине 2018 года (а не динамика коммерческих запасов нефти в терминале Cushing, как это было в 2013–2014 годах).

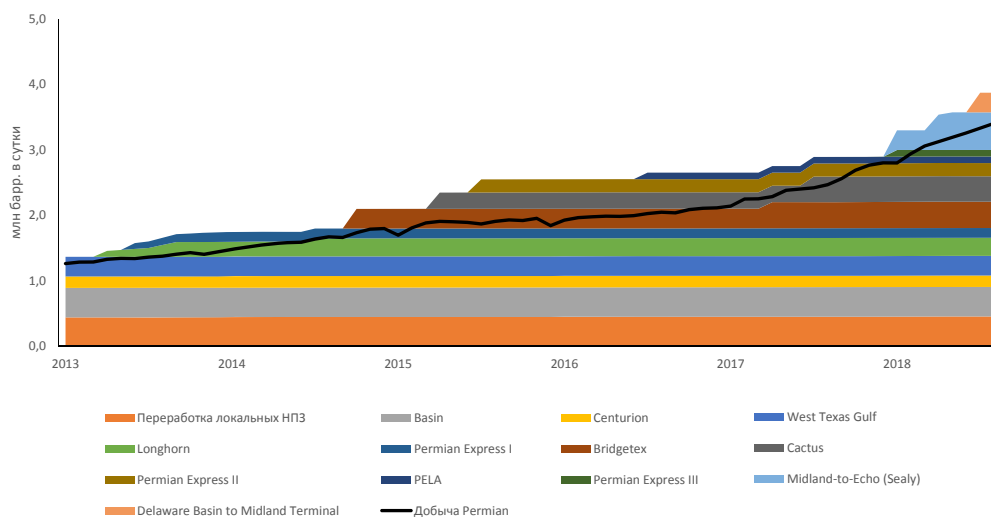


Рисунок 3.22. Бассейн Permian: сравнение уровней добычи и инфраструктурных мощностей, 2013–2018 гг.

Источники: RBN Energy, оценка Энергетического центра ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

В результате американские сланцевые производители были вынуждены продавать добытую нефть с дисконтом к ценовому бенчмарку: отрицательный спред между WTI Midland (индикатор для бассейна Permian) и WTI в летние месяцы 2018 года достигал 18 долл. США/барр. (среднее значение находилось на уровне 13 долл. США/барр.).

Еще одним негативным последствием дефицита трубопроводных мощностей для добывающих компаний стала необходимость использования более дорогостоящего вида транспорта (автомобильного и железнодорожного) для реализации нефтяного сырья.

Длительное сохранение инфраструктурных рисков помимо негативных экономических последствий также создавало определенные ограничения для динамики объемов добычи сланцевых производителей. Так, начиная со второй половины 2017 года, годовые темпы прироста количества пробуренных, но не законченных скважин в бассейне Permian находились в диапазоне от ~50% до 80%, в то время как еще в 2016 году и первой половине 2017 года на фоне комфортного соотношения между уровнями производства и мощности нефтепроводов данный показатель в среднем составлял 3% и 29% соответственно.

Непростая транспортная ситуация, сложившаяся в 2018 году, сохранялась вплоть до середины 2019 года. Как следствие, цены реализации сланцевой нефти в течение всего этого периода оставались ниже мировых котировок Brent и WTI, что являлось дополнительным сдерживающим фактором

(наряду с ростом издержек) для прибыльности североамериканских добывающих компаний. Сокращение отрицательного спреда между WTI–Midland и WTI Cushing наблюдалось в начале 2019 года и было обусловлено небольшим расширением мощностей Bridgetex, что, однако, оказалось недостаточным для формирования устойчивого баланса между уровнем добычи и логистическими возможностями.

Как видно на рис. 3.23, ключом к разрешению транспортных проблем стал запуск в августе 2019 года нефтепроводов Cactus-II (выйдет на проектную мощность 0,67 млн барр. в сутки к концу III квартала 2019 года) и EPIC pipeline (мощностью 0,4 млн барр. в сутки). В результате дисконт WTI–Midland к WTI–Cushing снизился до нуля.

В ближайшей перспективе ожидается улучшение ситуации с транспортировкой добываемой продукции из бассейна Permian. Так, до конца 2019 года планируется ввести в эксплуатацию несколько новых трубопроводов, среди которых Gray Oak с пропускной способностью 0,9 млн барр. в сутки.

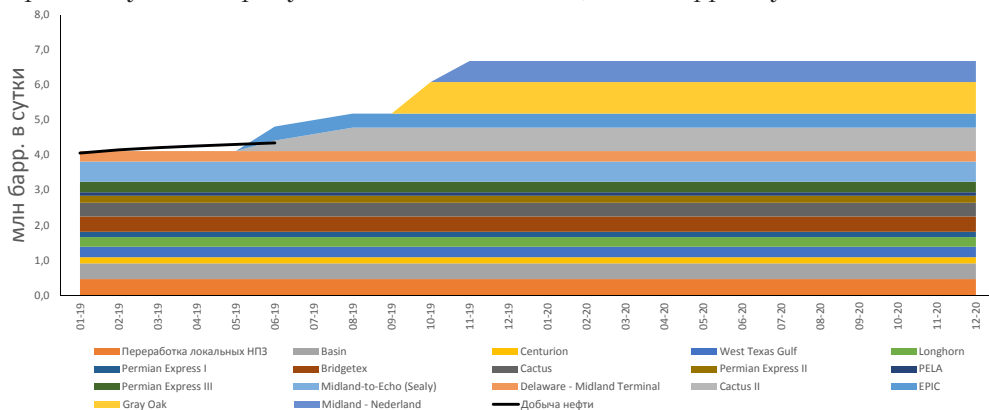


График 3.23. Планы по запуску трубопроводов в бассейне Permian

Источники: Данные компаний, СМИ, RBN Energy, оценка Энергетического центра ЕУ по региону Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия

Принимая во внимание существующие планы по дальнейшему развитию инфраструктуры на фоне улучшающихся результатов деятельности добывающих компаний, можно сказать, что начавшаяся более 10 лет назад сланцевая революция до сих пор продолжается, а интерес к данным активам у остальных игроков (в том числе крупнейших нефтегазовых корпораций) остается высоким. В подтверждение этого довода можно вспомнить о приобретении в середине 2018 года международной нефтегазовой компанией ВР сланцевых активов у американской ВНР Billiton за 10,5 млрд долл. США.

Ключевая интрига в настоящий момент заключается в общей величине ресурсной базы, а также в темпах развития и совершенствования технологиче-

ских решений, которые могут положительно повлиять на ряд важных параметров, таких как, например, коэффициент извлечения нефти, рост которого еще больше может пошатнуть баланс на рынке.

При этом не стоит забывать о том, что будущие производственные успехи американской отрасли во многом будут определяться способностью компаний добиться статуса высоконадежных и доходных игроков, которая будет напрямую зависеть от экономики нефтедобычи.

Глава 4. Технологические достижения и рост эффективности сланцевой добычи

А.Е. Абрамов

С момента начала коммерчески рентабельной добычи сланцевого газа на плее Барнетт (Barnett) в конце 1990-х годов, сланцевая индустрия прошла через несколько значимых этапов своего развития. В первые годы разработка многих плеев, как правило, проводилась с помощью традиционного вертикального бурения с последующим проведением гидроразрыва пласта (ГРП). Количество ГРП на вертикальных скважинах определялось количеством продуктивных зон, через которые проходила скважина, и в основном варьировалось в интервале 1–5 стадий ГРП.

Со временем вертикальные скважины были практически полностью замещены скважинами с горизонтально-направленным бурением и многостадийным ГРП. Суммарное количество законченных скважин с проведением ГРП работ достигло пика в 2014 г., когда более 23,5 тысяч сланцевых скважин было закончено и в большинстве своем введено в эксплуатацию. Стоит заметить, что

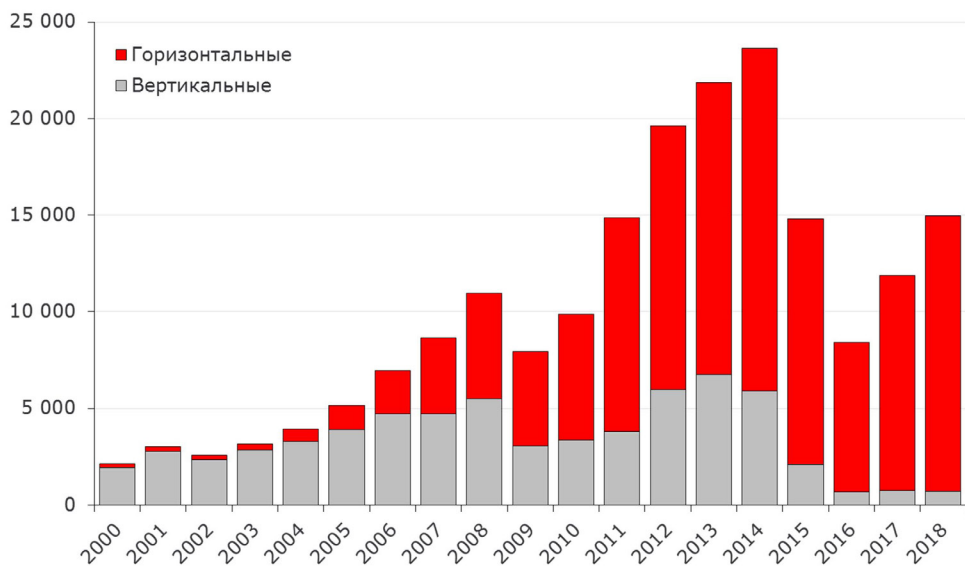


Рисунок 4.1. Скважины с проведением ГРП в США по году заканчиваяния, количество скважин¹⁴

Источник: Rystad Energy ShaleWellCube

¹⁴ Данный и остальные графики настоящей главы включают только плени сланцевого газа и легкой нефти из низкопроницаемых коллекторов

вертикальные скважины на тот момент все еще составляли 25% от общего количества новых скважин. Уровень активности существенно снизился в период падения цен на нефть (2015–2016 гг.), однако в период 2016–2018 гг. уровень активности вновь удвоился, на этот раз исключительно за счет скважин за горизонтально-направленным бурением.

Количество новых скважин является часто используемым индикатором уровня активности в индустрии. Если это так, то может показаться, что сланцевая индустрия в США достигла предела интереса к ней и активности в 2014 г., а последующее снижение цен на нефть не позволило индустрии вернуться на прежний уровень, несмотря на увеличение количества новых скважин в 2017–2018 гг. Однако стоит отметить, что на протяжении всей истории развития сланцевой индустрии происходили непрерывные изменения в структуре фонда скважин и их конфигурации.

В первую очередь наблюдалось постепенное увеличение доли нефтяных плеев в фонде новых скважин относительно газовых и газоконденсатных скважин. Разработка сланцев в США началась с месторождения сухого газа в центральном Техасе — Barnett. Цены на газ на Henry Hub стабильно наблюдались выше 5 долл./МБТЕ в 2003–2008 гг., что стимулировало рост интереса к другим газовым сланцевым плеям: Файетвилль (Fayetteville) в Арканзасе, Хейнсвилль (Haynesville) в Луизиане и Восточном Техасе, а также (ближе к концу вышеуказанного периода) Марселлус (Marcellus) и Ютика (Utica) в Пенсильвании, Западной Вирджинии и Огайо.

Акцент на всех этих плеях изначально делался на участки сухого газа, хотя газоконденсатные области и зоны с высоким содержанием СУГов (этан, пропан, бутан и т.д.) наблюдались в Барнетте (область комбо) и в Марселлусе (юго-западная часть плея). Цены на газ резко снизились с 12 до 3 долл./МБТЕ между июнем 2008 г. и августом 2009 года. Существенного восстановления в последующие годы не произошло, что выявило экономическую нерентабельности большинства газовых сланцевых плеев при новом уровне цен.

Активность начала постепенно снижаться на всех плеях за исключением Марселлуса и Ютики, где ключевые операторы продолжали оптимизацию конфигурации скважин для достижения более рентабельной добычи. В целом интерес индустрии в 2010–2011 гг. полностью перекинулся на нефтяные плеи, где проведение многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах позволяло извлекать легкую нефть из низкопроницаемых коллекторов.

В хронологическом порядке ключевыми нефтяными плеями в США являлись: Баккен (Bakken) в Северной Дакоте, Игл Форд (Eagle Ford) в Южном Техасе, Пермиан (Permian) в Западном Техасе и Нью-Мексико. Бассейн Ди-джей Ниобрара (DJ Niobrara) в Колорадо, Паудер Ривер (Powder River) в Вайоминге и СКУП-СТАК (SCOOP-STACK) в Оклахоме являются ключевыми нефтяными плеями второго эшелона.

Важно отметить, что, во-первых, из всех нефтяных плеев только Баккен (и залегающий под Баккеном слой Три Форкс — Three Forks) по своей породе является сланцем. На остальных вышеупомянутых плеях нетрадиционная добыча ведется из различных образований, которые могут быть как сланцами, так и другими породами очень низкой проницаемости. Во-вторых, многие плеи не являются чисто нефтяными с точки зрения доминирующего углеводорода по энергетической ценности. На плеях Игл Форд и СКУП-СТАК даже присутствуют чисто газовые участки. Однако ввиду существенного снижения цен на газ и увеличения относительной экономической ценности нефти, акцент при разработке всех этих плеев делается именно на нефть.

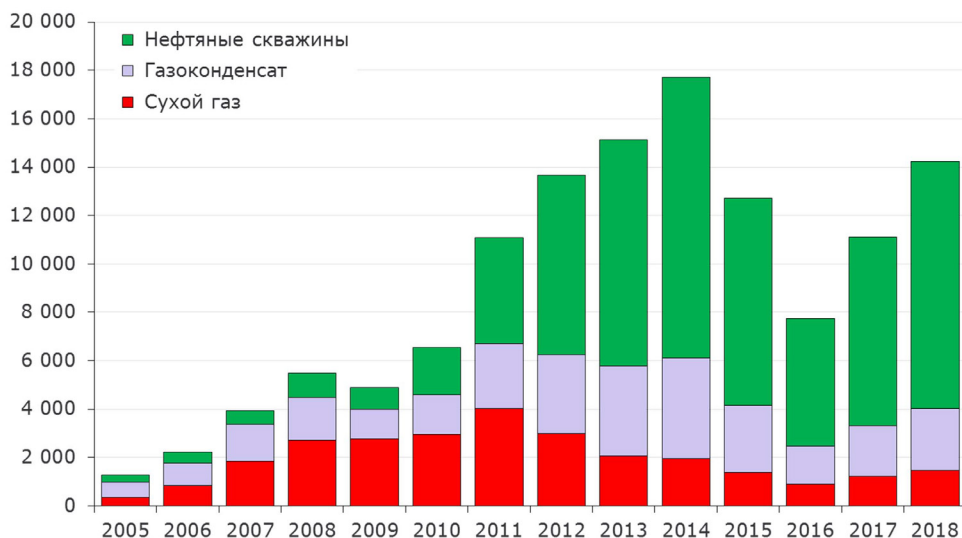


Рисунок 4.2. Скважины с проведением ГРП в США по году заканчивания, количество скважин

Источник: Rystad Energy ShaleWellCube

В 2018 г. в США было закончено 10,2 тысяч горизонтальных нефтяных скважин на нетрадиционных плеях. Хотя этот уровень активности не является рекордным на фоне 11,6 тысяч скважин, законченных в 2014-м году, дизайн скважины с точки зрения длины горизонтального ствола, количества стадий ГРП и интенсивности ГРП (масса закачиваемого пропанта и объем воды) постоянно менялся в сторону увеличения всех характеристик.

Рассмотрим сначала среднюю длину горизонтального участка («латерали») скважины по году заканчивания. В целом, по всей стране, средняя длина выросла больше чем в два раза с 3900 футов в 2008 г. до 7900 футов в 2018 году. При

этом не наблюдалось ни одного года с отрицательной динамикой. Как правило, отдельно выделяются долгосрочные тренды в Баккене и в бассейне Аппалачиа (Марселлус и Ютика). Баккен является уникальным примером стремительно-го распространения длинных горизонтальных стволов, так как средняя латераль наблюдалась на уровне 9 000 футов уже в 2011–2012 годах.

В то же время Марселлус и Ютика являются яркими примерами того, что даже хорошо изученные нетрадиционные плеи продолжают удивлять изменениями в конфигурации скважин, так как уже в 2009–2010 гг. многие операторы на Марселлусе были уверены в оптимальности их конфигурации скважин. С тех пор средняя длина латерали выросла с менее чем 5 000 до 10 000 футов. Как в Баккене, так и в Марселлусе и Ютике, многие операторы по состоянию на 2017–2019 гг. тестируют горизонтальные стволы с длиной, превышающей 13 000–14 000 футов.

В исключительных случаях такая конфигурация принимается операторами за эксплуатационную в будущем. Отдельно стоит отметить компанию Montage Resources (в прошлом Eclipse Resource), которая провела ряд ГРП на самых длинных латеральных в мире с длиной, достигающей 20 000 футов. Указанные выше примеры латералей с длиной, превышающей 9 000–11 000 футов, достаточно редки.

Большинство сланцевых операторов считают длину горизонтального участка около 10 000 футов оптимальной в эксплуатационной фазе разработки плеча. Связано это с оптимальной комбинацией продуктивности скважины и издержек, связанных с бурением и заканчиваем. Продуктивность скважины продолжает увеличиваться при увеличении длины ствола, однако стоимость сервисных работ возрастает быстрее при достижении горизонтальной длины в 12–14 тысяч футов, так как сервисное оборудование не приспособлено для массового обслуживания столь длинных скважин.

В связи с этим возникает вопрос о том, почему увеличение средней длины горизонтального участка происходило на большинстве сланцевых плеев постепенно (за исключением Баккена) и до сих пор продолжается. Как минимум два объяснения зачастую оказываются актуальными.

Прежде всего, независимо от типа лицензионного участка по форме собственности на недра (частное владение, правительство штата, федеральное правительство или индейские резервации), соглашение на аренду участка между владельцем и нефтегазовым оператором всегда содержит требование пробурить хотя бы одну скважину в течение какого-то периода (как правило, от двух до семи лет). Стоит отметить, что оператор не обязан вести постоянную добычу на этой скважине, но скважина должна быть признанной «способной к добыче нефти и газа», что большинством штатов интерпретируется как то, что она должна быть закончена в продуктивном интервале.

Учитывая, что разработка многих сланцевых плеев проходит в местности, удаленной от ключевых традиционных месторождений США, существенное

количество лицензионных участков являются новыми и на них отсутствуют старые скважины, «способные к добыче». Таким образом, первые 2–3 разработки сланцевого актива, как правило, уходят на развитие инфраструктуры и на выполнение вышеупомянутого требования на каждом участке актива.

Наиболее эффективно такая цель достигается бурением одной скважины на каждом участке с коротким горизонтальным стволом (3–5 тысяч футов) для того, чтобы ускорить процесс бурения и заканчивания. Иногда операторы бурят даже более короткие горизонтальные участки, если они позволяют вести рентабельную добычу. Другое объяснение связано со структурой лицензионных участков. Типичный лицензионный участок имеет площадь в одну квадратную милю, то есть представляет собой квадрат со стороной 5280 футов. Границы лицензионных участков в большинстве штатов строго следуют границам секций — минимальных единиц деления системы землеустройства США. Стоит отметить, что некоторые штаты не используют эту стандартизированную систему (например, Техас), но даже в них типичный размер одного лицензионного участка — это одна квадратная миля.

В силу различных обстоятельств, оператором редко удастся получить консолидированный актив непосредственно после раунда выдачи новых договоров на аренду участков. Соседние участки часто оказываются в распоряжении других операторов. Таким образом, бурение длинных горизонтальных стволов с оптимальной длиной 9–11 тысяч футов оказывается физически невозможным. Решением проблемы является консолидация актива либо за счет соглашения о совместной разработке плеча между соседними операторами, либо за счет обмена лицензионными участками между соседями, который оказывается выгоден обеим сторонам.

Именно процесс консолидации может занимать продолжительное время, что приводит к постепенному, а не резкому увеличению доли операторов, которые разрабатывают плей с помощью оптимальной длины горизонтального участка, а не коротких латералей меньше 5 тысяч футов. Соответственно, средняя длина горизонтального участка на каждом плее увеличивается постепенно.

Уникальность Северной Дакоты (Баккена) в том, что массовая изначальная выдача лицензий в первой половине 2000-х годов носила нетипичный для США характер. Выдача происходила большими блоками, и каждый блок получал в аренду только один оператор. Таким образом, ключевые компании в Баккене сумели сразу консолидировать свои активы, что позволило им быстро перейти из разведочной в эксплуатационную фазу разработки.

Помимо удлинения горизонтальных участков скважин, на всех сланцевых плечах США непрерывно наращивалась интенсивность ГРП работ. Количество стадий ГРП у средней скважины выросло с 21 до 36 между 2013 и 2018 годами. Типичная длина горизонтального участка на одну стадию ГРП наблюдается в районе 200–250 футов по состоянию на 2018–2019 гг., хотя она может выходить за рамки этого интервала при существенном отклонении количества пер-

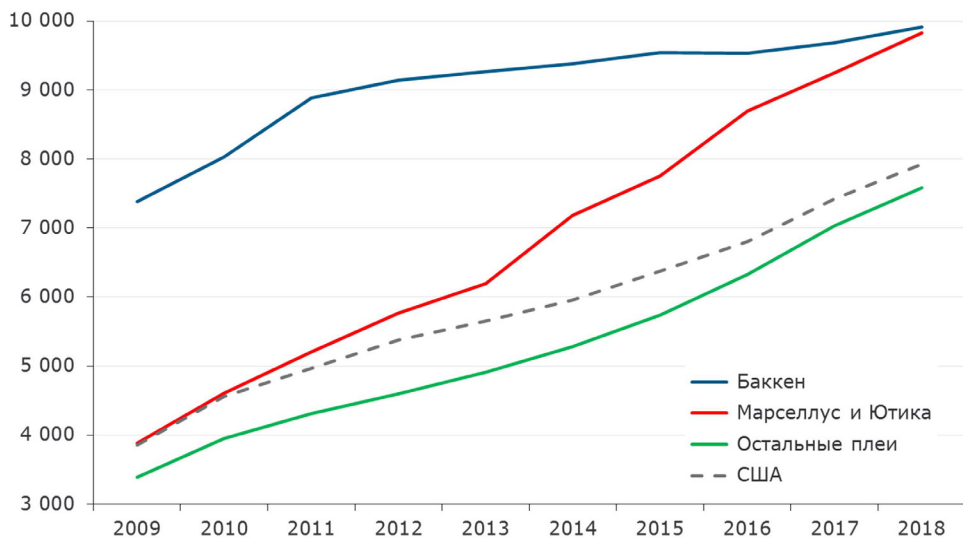


Рисунок 4.3. Горизонтальная длина на скважину по году заканчивания, футы

Источник: Rystad Energy ShaleWellCube

форационных кластеров на стадию или использования технологии скользящего рукава для проведения ГРП (встречается редко).

Таким образом, большинство операторов, которые перешли на горизонтальные стволы в 10 тысяч футов, заканчивают их с 40–50 стадиями ГРП. Это говорит о том, что постепенное увеличение среднего количества стадий ГРП на скважину будет сохраняться в ближайшие годы. Количество используемого пропанта и закачиваемой жидкости ГРП на скважину увеличивалось гораздо быстрее, чем средняя длина горизонтального ствола или количество стадий ГРП.

Как показано на рисунке 4.4, даже масса пропанта и объем жидкости для ГРП на единицу длины латерали выросли больше чем на 100% за последние шесть лет.

Ускоренный прирост был связан с комбинацией двух факторов. Во-первых, постоянно эволюционировало понимание индустрии об оптимальной интенсивности ГРП. В первые годы на сланцах доминировали ГРП работы с использованием гелевых агентов, где в жидкость для ГРП помимо воды и пропанта добавлялся гель и большое количество дополнительных химикатов, необходимых для поддержания свойств жидкости на большой глубине и температуре. Долгое время доминирующие в 2019 г. на всех плеях методы скользящей воды или гибридные ГРП работы даже не тестировались. Кроме того, во многих плеях отсутствовало оборудование для эффективного проведения подобных ГРП работ.

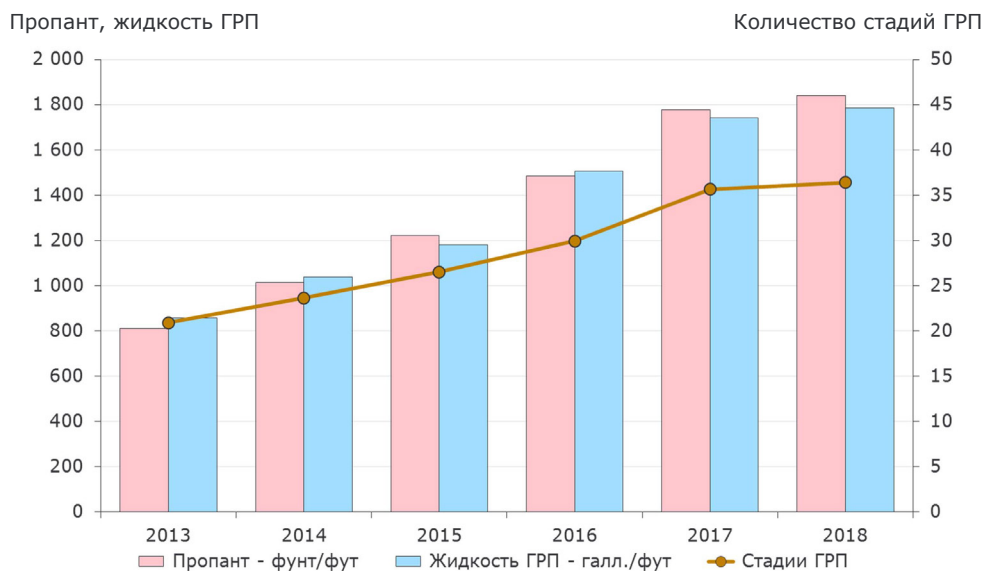


Рисунок 4.4. Характеристики средней скважины по году заканчивания

Источник: Rystad Energy ShaleWellCube

При методе скользкой воды пропант заносится и остается в трещинах за счет скорости закачки, а не за счет физических свойств жидкости. Жидкость закачивается со скоростью, часто превышающей 90–100 баррелей в минуту. Метод скользкой воды создает гораздо более широкую сеть трещин, что автоматически позволяет увеличить количество используемого пропанта для закрепления трещин. Постепенное распространение современного оборудования для ГРП привело к увеличению частоты тестирования метода скользкой воды, что в свою очередь привело к его полной адаптации в большинстве плеев и наращиванию интенсивности ГРП.

Стоит отметить, что с точки зрения состава жидкости для ГРП, метод скользкой воды не требует почти никаких химикатов кроме воды, пропанта, компонентов для снижения трения и биоцидов. Соответственно увеличение интенсивности не приводит к увеличению издержек при переходе с гелевых ГРП на метод скользкой воды, так как многие дорогие химикаты более не требуются.

Во-вторых, важно понимать, что оптимальная интенсивность ГРП с точки зрения количества пропанта всегда зависит от стоимости пропанта. Рынок пропанта в США так же как и вся сланцевая индустрия испытал несколько структурных изменений. До 2015 г. большая часть (95% по массе) пропанта в США производилась на карьерах среднего запада в штатах Висконсин и Иллинойс. Этот пропант по своей сути являлся обработанным песком высокого

качества. Стандартный термин, обобщающий пропанты этого региона, — это Northern White Sand. Кроме того, ряд поставщиков пропанта предоставляли более дорогие премиальные продукты: пропанты покрытые резиной и керамические пропанты.

Хотя доля премиального сегмента в структуре рынка пропанта по массе никогда не превышала 5%, в силу дороговизны премиальных пропантов (керамический пропант мог стоить в 10–20 раз дороже, чем обычный обработанный песок), их доля в структуре выручки поставщиков пропанта была существенно выше. В 2015–2016 гг., в период низких цен на нефть, сланцевые операторы сфокусировались на оптимизации издержек. После серии репрезентативных тестов, практически на всех полях индустрия пришла к заключению о неоправданной стоимости премиальных пропантов по сравнению с их вкладом в продуктивность скважин.

Эпоха керамических пропантов на этом закончилась, хотя некоторые поставщики пропанта продолжают рекламировать премиальные продукты по состоянию на 2019 год. В 2017–2018 гг. произошел еще один структурный сдвиг рынка. Новое поколение поставщиков пропанта в бассейне Пермиан убедило операторов, что при высокой интенсивности ГРП и методе скользкой воды можно безболезненно использовать обработанный песок более низкого качества, чем Northern White Sand. Более 20 карьеров с суммарной мощностью выше 70 млн т в год открылись с тех пор в Западном Техасе.

В 2018 г. наблюдалось стремительное замещение Northern White местными пропантами более низкого качества. С точки зрения операторов, очевидным плюсом является полное исчезновение издержек, связанных с транспортировкой пропанта из Висконсина в Техас (в среднем 400–600 тыс. долл. на скважину). Скептики указывают на то, что потенциальное негативное влияние на продуктивность скважин может перевесить снижение капиталовложений. Однако последние исследования указывают, что существенного снижения продуктивности в первые 6–12 месяцев не наблюдается. Именно поэтому операторы один за другим переходят на местный пропант.

История местного пропанта не ограничивается бассейном Пермиан. Уже открылось несколько карьеров в Южном Техасе (Игл Форд), Хейнсвилле, СКУП-СТАКе и Ниобаре. Во всех этих бассейнах операторы продолжают тестировать местный пропант. Таким образом, рынок пропанта постоянно перенасыщен с точки зрения предложения. Несмотря на то, что в 2018 году потребление пропанта в стране превысило 100 млн т (только горизонтальные скважины), потенциальный объем производства превышает 200 млн тонн. Многие карьеры премиального сегмента, Northern White и даже новые карьеры местного песка низкого качества закрываются из-за высокого уровня конкуренции. Цены на пропант постоянно снижаются, что позволяет операторам наращивать интенсивность ГРП даже при минимальном влиянии на продуктивность скважин.

Возвращаясь к началу этой главы, хотелось бы отметить: несмотря на то, что количество законченных горизонтальных скважин достигло максимального значения в 2014 году, постоянное удлинение горизонтальных участков скважин и наращивание интенсивности ГРП привело к новым рекордам спроса на большинство сервисных работ, связанных с заканчиванием скважин, в 2017–2018 гг.

Тем не менее, перенасыщенность рынка сервисных услуг во многих сегментах не позволяет сервисным компаниям и поставщикам материалов достичь уровня прибыльности, который демонстрировался во время первой волны сланцевой революции (до 2014 г.).

Миллионы футов (длина), миллионы тонн (пропант)

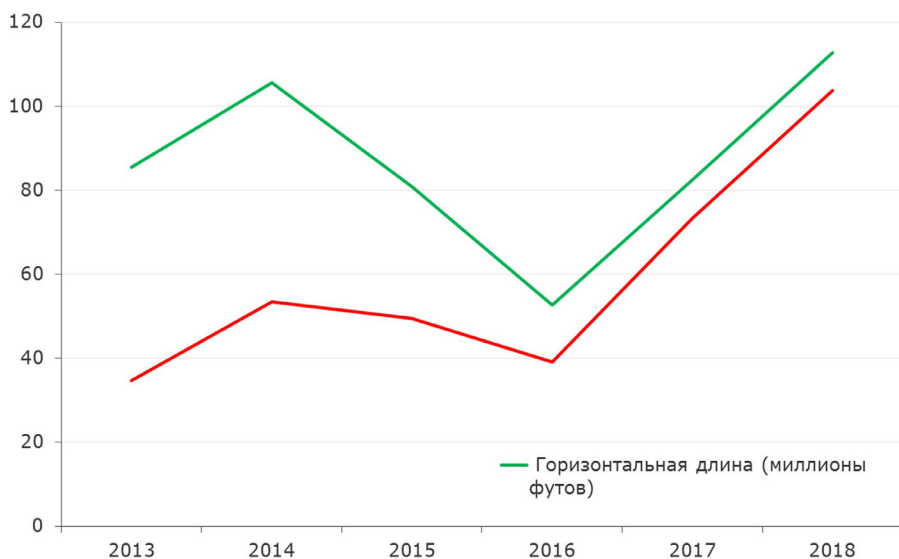


Рисунок 4.5. Горизонтальная длина и потребление пропанта в США

Источник: Rystad Energy ShaleWellCube

Удлинение стволов скважин и наращивание интенсивности ГРП привело к существенному улучшению продуктивности горизонтальных скважин. За последние годы было предложено большое количество метрик для измерения продуктивности сланцевых скважин. Как правило, для достижения максимальной репрезентативности анализа мы рассматриваем кумулятивную добычу на скважину за какой-то период времени после введения скважины в эксплуатацию (также возможен вариант пересчета этой кумулятивной добычи на среднесуточный дебит).

При использовании метрик подобного вида всегда возникают три фундаментальных вопроса: 1) Оптимальная продолжительность периода для расчета

начальной добычи 2) Нормализация для учета длины горизонтального продуктивного участка скважины 3) Изменения в формы кривой добычи и их актуальность для экономики скважин. Рассмотрим эти три вопроса по отдельности.

Оптимальная продолжительность периода для расчета начальной добычи. Особенностью низкопроницаемых резервуаров является высокий начальный темп падения добычи после того как дебит скважины достигает пиковых значений. Независимо от использования различных систем искусственного влияния на дебит и других технологий повышения продуктивности, добыча на сланцевых скважинах падает на 55–75% за первые 12 месяцев после достижения пика. Применение различных технологий и регулирование мощности во время откачки жидкости для ГРП позволяет добиться определенных изменений в темпах падения добычи, но речь, как правило, идет об изменениях в диапазоне 2–4% за первый год.

В связи с этим многие сланцевые операторы считают, что ключевой метрикой для продуктивности скважины является двадцатичетырехчасовой или тридцатидневный начальный уровень добычи. Дополнительным плюсом короткого периода является то, что всегда существует возможность проанализировать самые последние тренды на основе фактических данных. Для более долгих периодов приходится ждать несколько месяцев, пока месячные отчеты по добыче не будут поданы операторами.

Противники подобных метрик (в основном инвесторы) допускают, что тридцатидневный уровень добычи может хорошо коррелировать с ожидаемой добычей за всю продуктивную жизнь скважины в рамках одного оператора на конкретном участке. Тем не менее, существенные различия в геологии участков и методов откачки жидкости ГРП у разных операторов не позволяют сравнивать продуктивность скважин разных операторов и разных участков с использованием столь короткого начального периода.

За последние годы большую популярность набрала кумулятивная добыча за первые шесть месяцев. С одной стороны, шесть месяцев — это достаточно долгий период для сланцевых скважин, чтобы репрезентативно сравнить продуктивность независимо от геологии и техники проведения ГРП работ. С другой стороны, шесть месяцев — это все еще недостаточно продолжительный период, позволяющий включить в исследование достаточно новые скважины с фактическими данными.

Рисунок 4.6 показывает, как менялась средняя начальная добыча на горизонтальных скважинах в США по году введения скважин в эксплуатацию. Добыча показана в баррелях нефтяного эквивалента с использованием стандартного экономического фактора (20 к 1) для газа. Правая ось показывает соотношение среднесуточной добычи за 180 дней к начальной тридцатидневной добыче.

В первую очередь, отметим безусловное увеличение продуктивности сланцевых скважин, которое было связано как с изменением их конфигурации, так

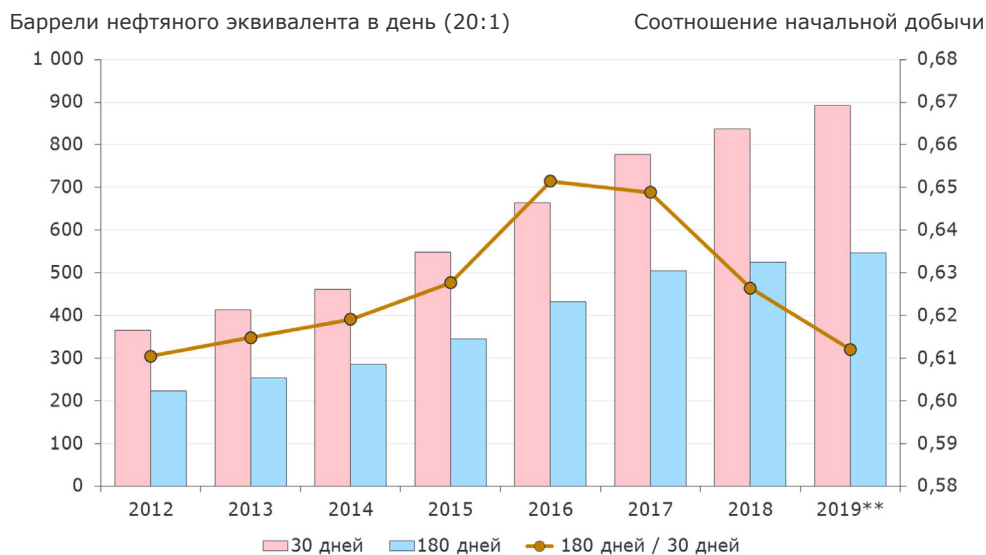


Рисунок 4.6. Начальная среднесуточная продуктивность скважин
(*Основано на данных за первые 8 месяцев 2019 года)

Источник: Rystad Energy ShaleWellCube

и с более тщательным отбором участков для бурения в период более низких цен на нефть. Кроме того, отметим интересную динамику начальных темпов падения добычи. В период 2012–2016 гг. средние темпы падения добычи по стране уменьшались.

В основном это происходило за счет смещения эпицентра активности от плеев с более высокими темпами падения добычи (Игл Форд) в сторону плеев с более низкими темпами падения добычи (бассейн Пермиан и Ниобрара). В последние три года наблюдается обратная тенденция, и на этот раз структурные изменения происходят практически в каждом плее.

В 2017–2018 гг. мы наблюдали большое количество операторов, которые переходили от консервативного к агрессивному методу откачки жидкости ГРП. Таким образом, операторы стремятся минимизировать время, необходимое для достижения пика добычи и увеличить пиковый дебит. Как правило, это также приводит к ускоренному темпу падения добычи после того, как пик достигнут. Многие операторы считают, что такая стратегия является оптимальной с экономической точки зрения за счет дисконтирования денежных потоков.

Нормализация для учета длины горизонтального продуктивного участка скважины. Существенная часть участников рынка, включая операторов, считает, что сравнивать чистые дебиты скважин, которые были введены в эксплуатацию в разные годы, не совсем точно. Как минимум, необходимо учитывать

изменение длины продуктивных участков (латералей) для выявления дополнительных структурных улучшений продуктивности (если такие имеются).

Широкое распространение получила линейная нормализация, то есть отношение дебита или добычи к длине горизонтального участка скважины. Рисунок 4.7 показывает историческую динамику тридцатидневной и шестимесячной начальной добычи на одну тысячу футов горизонтальной длины.

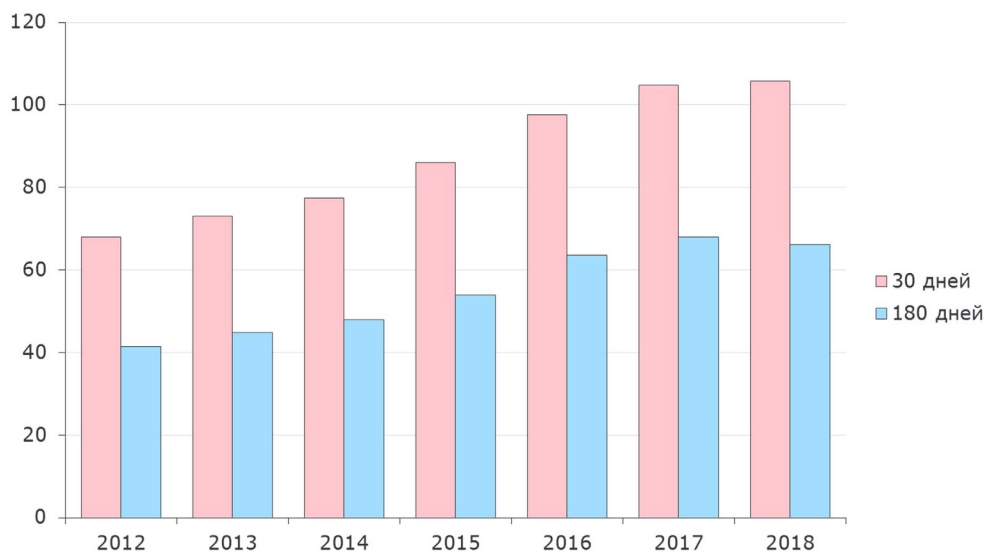


Рисунок 4.7. Нормализованная начальная продуктивность скважин, баррели нефтяного эквивалента в сутки на 1 тыс. футов (20:1)

Источник: Rystad Energy ShaleWellCube

Стоит отметить, что увеличения продуктивности в 2016–2018 гг. не выглядят столь существенными при выполнении нормализации. В случае шестимесячной добычи в 2018 г. и вовсе наблюдалось небольшое снижение. В связи с этим многие считают, что сланцевая индустрия достигла своего пика с точки зрения влияния технологий на улучшение продуктивности и экономики скважин. На самом деле отсутствие изменений в линейно нормализованной продуктивности скважин можно рассматривать как продолжение структурных улучшений.

Дело в том, что стабильная нормализованная продуктивность сопровождается удлинением горизонтальных участков. Теоретическим аргументом, постулирующим линейную зависимость между длиной горизонтального участка и дебитом скважины, является исключительно линейная зависимость между длиной горизонтального участка и площадью соприкосновения скважины с «резервуаром». «Резервуар» в случае сланцев является условным понятием.

Однако существуют другие факторы, которые влияют на дебит скважины, но не зависят от длины горизонтального участка: схема откачки жидкости ГРП, пластовое давление, спецификация нефтепровода и в целом инфраструктура. В связи с этим, при отсутствии изменения параметров ГРП и других аспектов конфигурации скважины, длинные горизонтальные стволы, как правило, показывают ухудшение продуктивности на единицу длины. Отметим, что издержки на бурение и заканчивание скважины для длинных горизонтальных стволов также уменьшаются при пересчете на единицу длины.

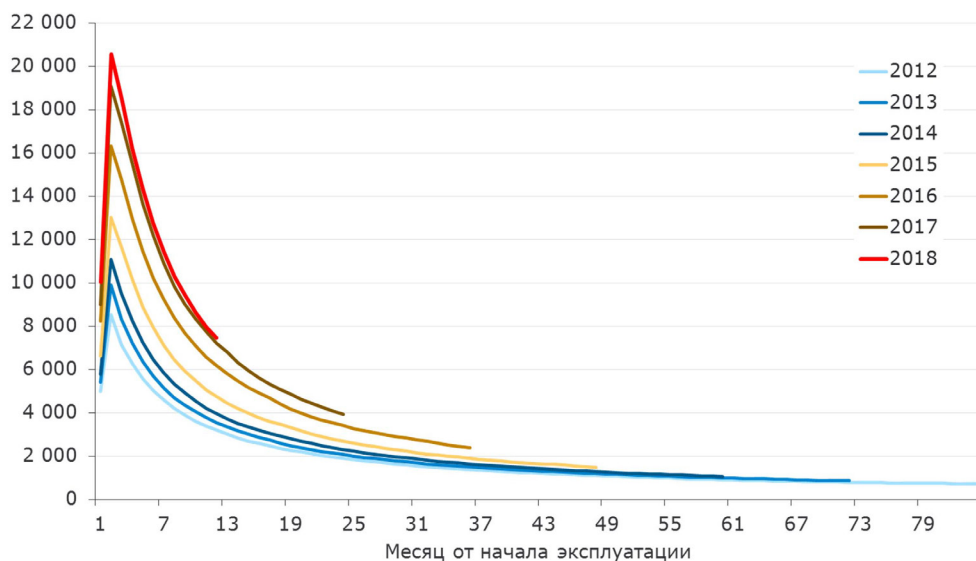
Таким образом, ухудшение нормализованной продуктивности является естественным процессом и не приводит к ухудшению экономики (повышению цен безубыточности). Как мы видим на практике, снижение нормализованной добычи является несущественным. Это означает, что индустрия продолжает оптимизировать параметры ГРП и процесс выбора участков для бурения, что приводит к структурным улучшениям в качестве скважин.

Изменения в формы кривой добычи и их актуальность для экономики скважин. Когда речь идет о продуктивности скважин, кумулятивная или среднесуточная добыча не позволяет проинтерпретировать изменения экономики скважин (цен безубыточности). Связано это с тем, что одна и та же кумулятивная добыча может быть получена как в сценарии с высоким начальным дебитом и высоким темпом падения добычи, так и в сценарии низкого начального дебита и низкого темпа падения добычи. С точки зрения цены безубыточности и чистой приведенной стоимости, первый вариант является предпочтительным ввиду дисконтирования денежных потоков.

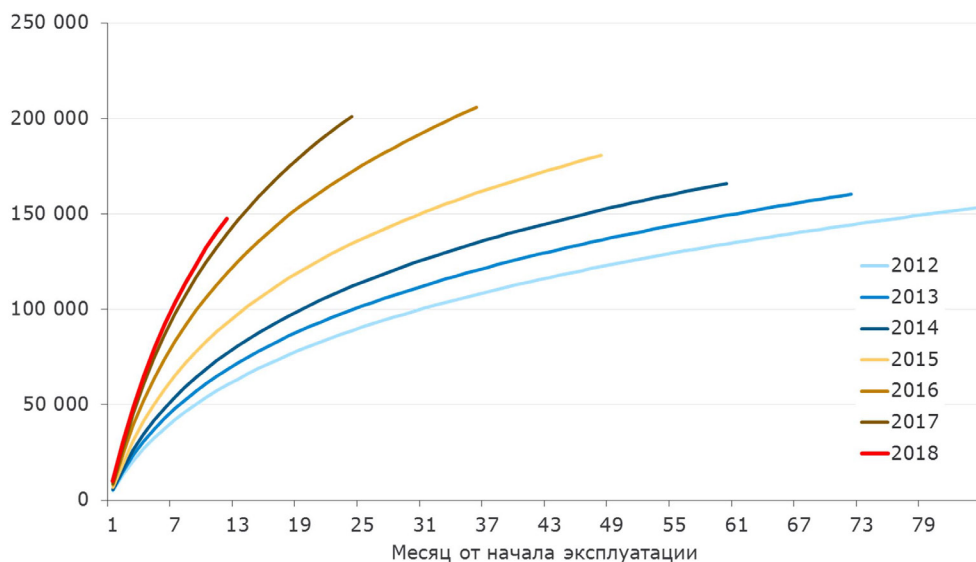
На практике, в рамках конкретных активов, мы наблюдали множество примеров, когда оператор менял параметры ГРП или скорость откачки воды, что оказывало существенное влияние на форму кривой добычи в первые месяцы жизни скважины. Существенные изменения в темпах падения добычи после 6–9 месяцев являются редкими, так как существующие технологии не позволяют оказывать значимое влияние на продуктивность сланцевых скважин, которые уже вошли в фазу естественного падения добычи. Исключение составляют повторные ГРП, многие из которых стали экономически рентабельными в последние годы.

Тем не менее, рисунок 4.8 показывает, что на уровне всех сланцевых плеев существенных изменений в форме кривых добычи не происходило. По состоянию на 2017–2018 гг. мы наблюдаем самые продуктивные скважины в истории сланцевой активности в США.

Если мы посмотрим на средние кумулятивные кривые добычи (Рис. 4.9), то отдельно хотелось бы отметить скорость достижения уровня в 150 тыс. барр. нефтяного эквивалента (бнэ). Дело в том, что при текущем уровне издержек и цене на нефть в 50 долл. за баррель, этот уровень добычи необходим для окупаемости скважины (с нулевой доходностью). Средняя скважина, законченная в 2018 г., достигла этого уровня за 12 месяцев. В 2014 г. для достижения такого же уровня кумулятивной добычи в среднем требовалось почти четыре года.



Источник: Rystad Energy ShaleWellCube

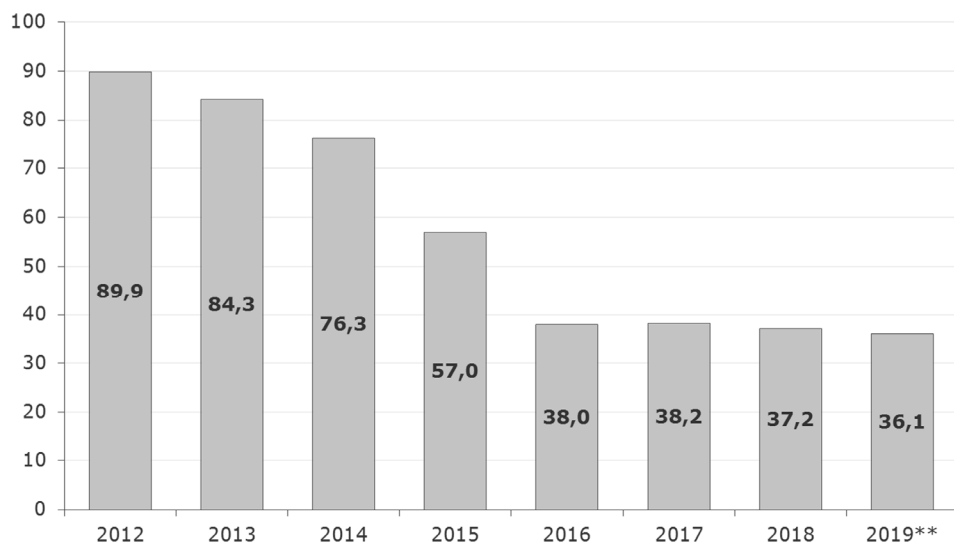


Источник: Rystad Energy ShaleWellCube

Мы показали, что средняя продуктивность сланцевых скважин увеличивались с момента начала разработки основных плеев и продолжает увеличиваться в соответствии с отдельными метриками. Однако является ли это увеличение экономически выгодным? Нам известно, что увеличение продуктивности во многом происходит за счет удлинения горизонтальных участков и увеличения интенсивности ГРП. Оба процесса сопровождаются ростом издержек на бурение и заканчивание скважины.

Ответить на этот вопрос можно, только рассмотрев изменения цен безубыточности, которые зависят как от издержек, так и от продуктивности скважин. Рисунок 4.10 показывает, как менялась медиана цен безубыточности на устье скважины с годом заканчивания на ключевых нефтяных плечах: Пермиян, Баккен, Игл Форд и Ниобрара. При расчете цен безубыточности на устье скважины учитываются издержки на бурение и заканчивание, постоянные и переменные операционные затраты на участке, роялти, а также налог штата и округа на добычу. Кроме того, используется ставка дисконтирования — 10% годовых.

Таким образом, эта цена безубыточности показывает теоретическую цену на нефть, которая необходима операторам на устье для генерации десятипроцентной доходности. В то же время отметим, что эта цена не является проиндексированной ни к одной из цен на ключевых хабах (например WTI Cushing). Для индексации необходимо учесть дифференциалы между локальными и хабовыми ценами.



*Рисунок 4.10. Точка безубыточности на устье скважины по годам,
долл. за баррель*

Источник: Rystad Energy ShaleWellCube

Тем не менее, относительное изменение цен безубыточности со временем резюмирует тренды как в издержках, так и в продуктивности. Между 2012–2014 гг. и 2016–2019 гг. цены безубыточности улучшились более чем вдвое: с 75–90 долл./барр. до 36–38 долл./баррель.

Основные улучшения наблюдались в период 2015–2016 гг., когда низкие цены на нефть стимулировали дисциплинированный подход к капиталовложениям и новый виток кривой обучения среди сланцевых операторов. Различные исследования показывают, что около 40% улучшений произошли исключительно из-за падения цен на сервисные работы (буровые, ГРП, другие работы, связанные с заканчиванием) и материалы, необходимые для строительства скважины. Другие 40% произошли благодаря структурным улучшениям конфигурации скважин, а оставшиеся 20%, как правило, относят к более тщательному подбору буровых локаций (хайгрейдингу).

Когда количество буровых установок и уровень капиталовложений в индустрии начал расти во второй половине 2016 г. и в 2017 году, рынок ожидал, что рост спроса на сервисные работы приведет к инфляции сервисных издержек и существенно ухудшит цены безубыточности. В то время как цены на сервисные работы в большинстве сегментов действительно выросли существенно (хотя они так и не вернулись на уровень 2014 года), сланцевые операторы сумели продемонстрировать дальнейшие структурные улучшения, которые поддерживали цены безубыточности на уровне 2016 года.

Таким образом, с точки зрения экономики скважин, сланцевая индустрия является весьма конкурентоспособным новым источником углеводородов, который при этом предоставляет существенные возможности для роста ключевым игрокам.

Часть II. Нефтяной рынок

Глава 5. Влияние сланцевой революции на мировые энергетические рынки

В.В. Дребенцов

Сланцевая революция в США начала оказывать заметное воздействие на развитие мировой энергетики ещё до того, как добытые на американских сланцевых месторождениях нефть и газ стали экспортироваться на международные рынки. Началом такого влияния следует считать 2012 г., когда увеличение добычи нефти и газа в США за счёт сланцевых месторождений изменило ситуацию на мировых рынках нефти, угля и природного газа, хотя до начала экспортных поставок сланцевой нефти оставалось ещё три, а природного газа — четыре года.

По мере того, как плоды сланцевой революции выдвинули США на первое место в мире по добыче нефти и газа, росло и влияние американских рынков на мировые. К нынешнему, 2019 г., объёмы добычи сланцевых нефти и газа в США стали одним из ключевых факторов наметившейся смены парадигм и на нефтяном, и на газовом рынках. Более того, в случае газа, поставки из США стали фундаментальным фактором глобализации прежде региональных газовых рынков, что позволило основной референтной цене газа в США (Henry Hub) стать якорем ценообразования и в Европе, и в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

РЫНОК НЕФТИ

Прирост добычи нефти в США с начала 2012 г. начал компенсировать объёмы поставок на мировой рынок, выпадавшие из-за «арабской весны», и к четвёртому кварталу 2012 г. практически уравнивал его (Рис. 5.1), сведя на нет давление вверх на цены со стороны недопоставок.

Эта ситуация сохранилась и в 2013 г., несмотря на продолжившийся рост объёмов недопоставок нефти из стран, сокращающих экспорт. Сложилась неожиданная ситуация стабильности мировых цен на нефть, крайне нехарактерная для периодов, когда объём недополученной рынком нефти превышал 2 млн барр./сут. (Рис. 5.2). На фоне недопоставок из целого ряда традиционных стран-экспортёров особенно удивительным выглядело снижение волатильности мировых цен на нефть до рекордно низких значений в 2013 г. (Рис. 5.3). В выступлениях того времени мы называли такую ситуацию «затишьем перед бурей», и наступивший 2014 г. полностью оправдал такое название.

Совокупные изменения с 4 кв 2010 г.,
тыс.бар./сутки

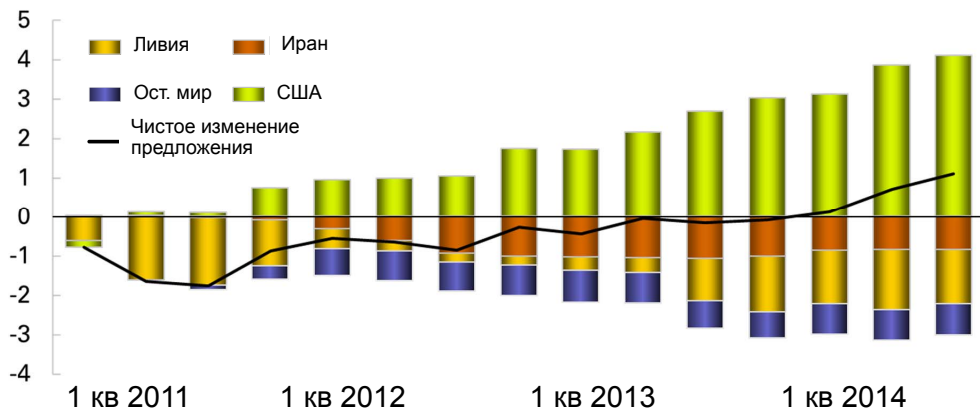


Рисунок 5.1. Перебои в поставках нефти и рост добычи в США в 2014–2015 гг.

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР

Начиная со второго квартала 2014 г., продолжавшийся рост добычи нефти в США стал «перевешивать» переставшие к тому времени увеличиваться объёмы недопоставок нефти на мировой рынок.

Начал формироваться переизбыток нефти, явно вырисовавшийся по итогам года (Рис. 5.4).

долл.США/ бар.

Брент



Рисунок 5.2. «Затишье перед бурей» на рынке нефти

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР, с использованием данных МЭА, ОЭСР и Platts



Рисунок 5.3. Рынок нефти в 2012–2013 гг.

Источник: ВР с использованием данных Платтс

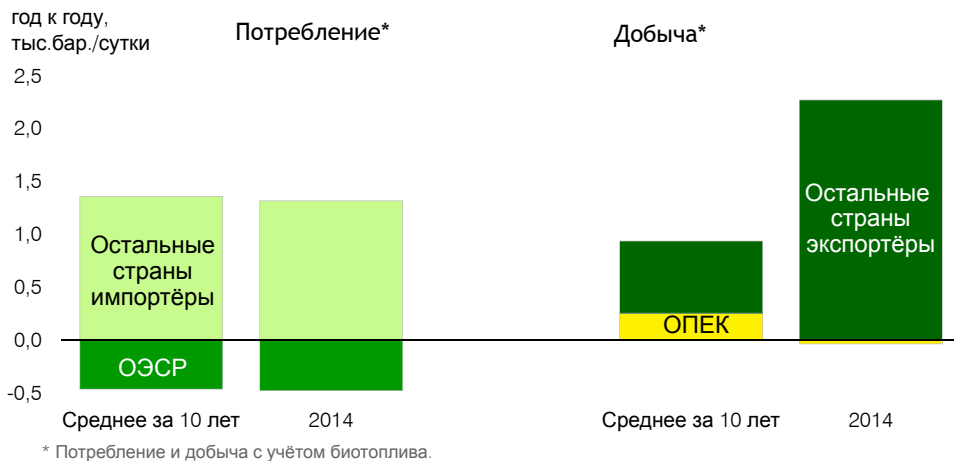


Рисунок 5.4. Рынок нефти в 2014 г.

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР

Совокупный прирост мировой добычи нефти — в основном, как раз за счёт роста добычи в США — превысил 2 млн барр./сут., превзойдя среднегодовое значение за предыдущие десять лет более чем в два раза. Примечательно, что в отличие от предшествующих эпизодов разбалансировки рынка, никаких заметных изменений в уровне спроса на нефть в 2014 г. не наблюдалось. Прирост

спроса остался практически на уровне десятилетнего среднего и составил 1.3 млн барр./сутки.

Мировой рынок нефти стал ощущать переизбыток поставок уже в середине лета 2014 г. Цена нефти покати́лась вниз, упав к концу года практически вдвое. Причём масштабы падения в том числе объяснялись реакцией ОПЕК, и прежде всего лидера картеля — Саудовской Аравии, на вызов, брошенный американской сланцевой революцией.

На большинство предыдущих эпизодов разбалансировки рынка, приводившей к падению цены, ОПЕК реагировала сокращением добычи. Всего лишь годом ранее, осенью 2013 г., Саудовская Аравия сократила добычу на 0,8 млн барр./сут., с опозданием отреагировав на падение цены на нефть в первой половине года (Рис. 5.5). Но в октябре 2014 г. ОПЕК решила добычу не сокращать, допустив значительное падение цены на нефть.

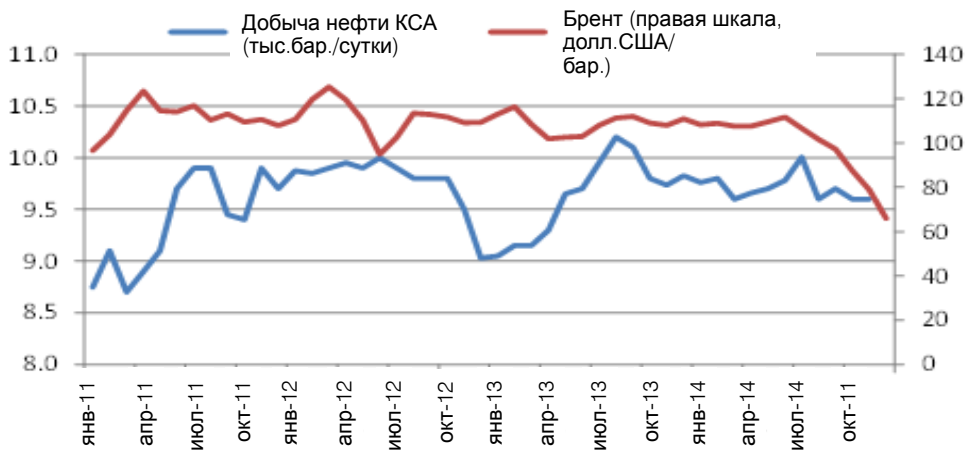


Рисунок 5.5. ОПЕК могла вмешаться. Добыча нефти в Саудовской Аравии и уровень цены сорта Brent

Источник: ОПЕК

Объявленная причина такого изменения позиции Саудовской Аравии состояла в том, королевство не хотело терять свою долю на рынке, справедливо отметив, что с рынка должны уйти производители с наиболее высокими издержками добычи. Как тогда представлялось, к таким производителям относилась и добыча из сланцевых месторождений США, хотя представители Саудовской Аравии впоследствии неоднократно отрицали, что их целью было выдвинуть с рынка именно американскую сланцевую нефть.

В любом случае развитие сланцевой революции в США очень быстро опровергнуло надежды на то, что «этого джинна можно запихнуть обратно в бутылку».

Открытие новых многообещающих месторождений и рост технической эффективности добычи на сланцевых месторождениях (дебит новых скважин на буровую установку, метраж проходки и т. п.) привёл к заметному снижению цены самоокупаемости добычи сланцевой нефти. Стало понятно, что сланцевая добыча «здесь и надолго» и имеет значительный потенциал роста даже при ценах Брент в районе 50 долл./барр.

Ещё одним новшеством для мирового рынка нефти стали принципиально иные, чем у проектов традиционной добычи, механизмы реагирования сланцевой добычи на изменение нефтяных цен.

Хотя, как видно на рис. 5.7, число буровых на сланцевых месторождениях США чутко реагирует на цену нефти (коэффициент корреляции в 2007–2019 гг. равен 0,8) — что характерно для активности и на традиционных месторождениях — оказалось, что уровень добычи в США зависит в основном не от числа используемых буровых станков (коэффициент корреляции в 2007–2019 гг. равен –0,1) и, следовательно, не от цен на нефть (коэффициент корреляции в 2007–2019 гг. равен –0,5), а от эффективности использования буровых на новых скважинах (коэффициент корреляции в 2007–2019 гг. равен 0,9). Рис. 5.6 показывает, что продуктивность буровых на новых скважинах продолжает расти. Дебит на новой скважине в расчёте на одну буровую вырос за последние десять лет почти в девять раз!

Частично это связано с вовлечением в хозяйственный оборот более продуктивных участков (sweet spots). Но в большей степени это объясняется совершенствованием технологий добычи сланцевой нефти. Сланцевая революция во многом результат технического прогресса. И в этом залог её влияния

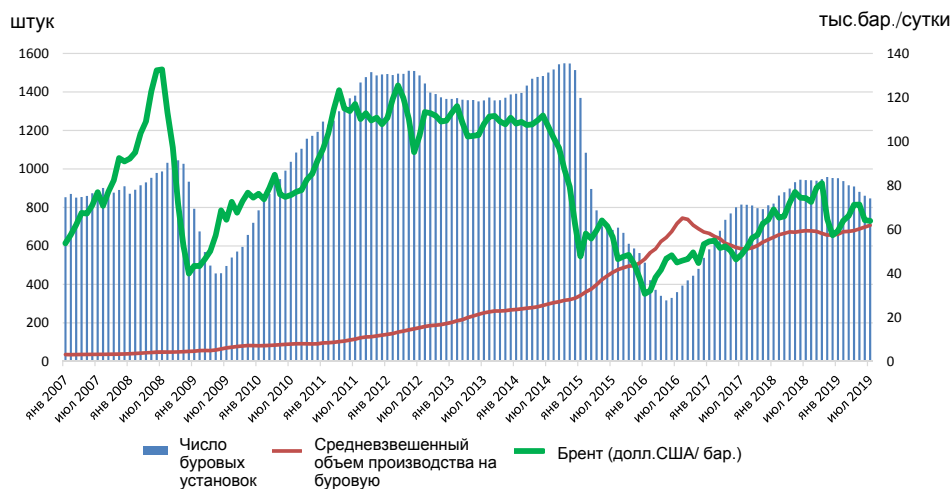


Рисунок 5.6. Эффективность и адаптивность добычи нефти в США

Источник: ЕИА США

на мировой рынок нефти. Ведь рост эффективности новой добычи приводит к снижению цены самоокупаемости новой сланцевой нефти. А потому добыча может продолжать расти и при снижении нефтяных цен. Что и происходит в США, которые уже побили все мировые рекорды годового наращивания добычи нефти (Рис. 5.7).

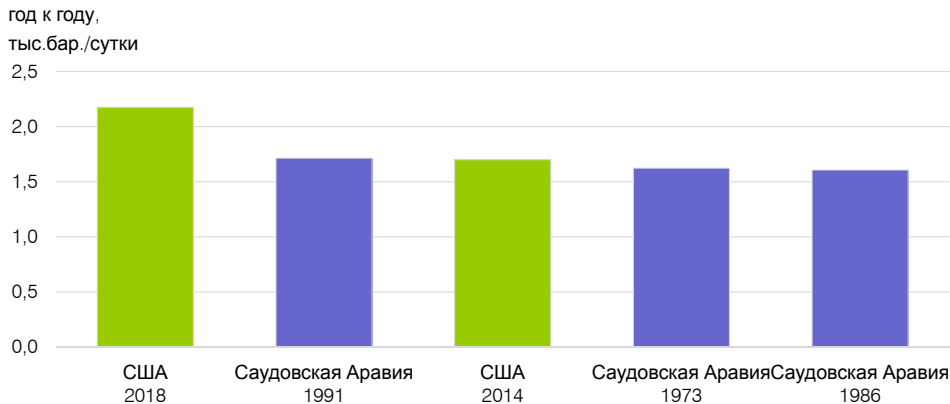


Рисунок 5.7. Крупнейшие объемы прироста добычи нефти в годовом выражении

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР

Продолжающийся рост добычи нефти в США всё более явственно приводит к изменению баланса сил на нефтяном рынке. По нашим оценкам, к 2040 г. США по объёмам производства жидких углеводородов оставят далеко позади и Россию, и Саудовскую Аравию (Рис. 5.8).

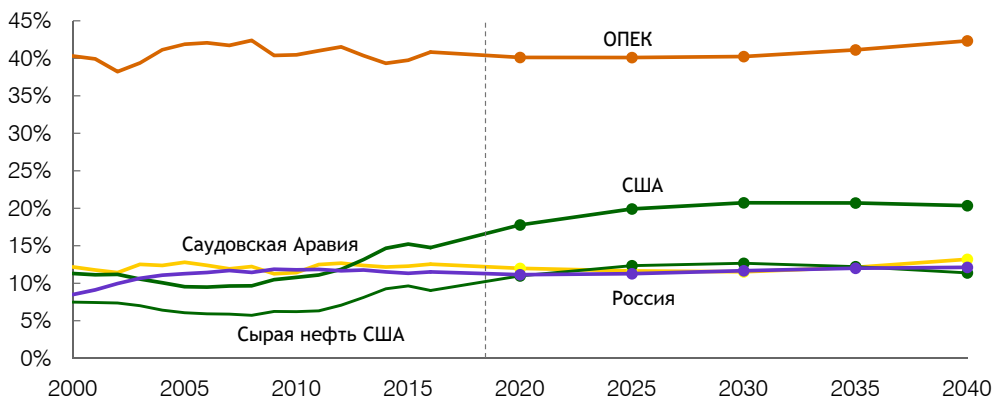


Рисунок 5.8. Доля предложения на мировом рынке жидких углеводородов

Источник: Прогноз развития мировой энергетики ВР

И это, вкупе с уже просматривающимся пиком мирового потребления нефти, скорее всего, приведёт к заметному изменению сложившейся парадигмы нефтяного рынка. Вчерашние соратники по альянсам могут оказаться яркими конкурентами — ведь чья-то нефть может остаться так и недобытой. В ближайшие тридцать лет, судя по всему, окажется невостребованной практически половина из уже разведанных запасов нефти (Рис. 5.9).

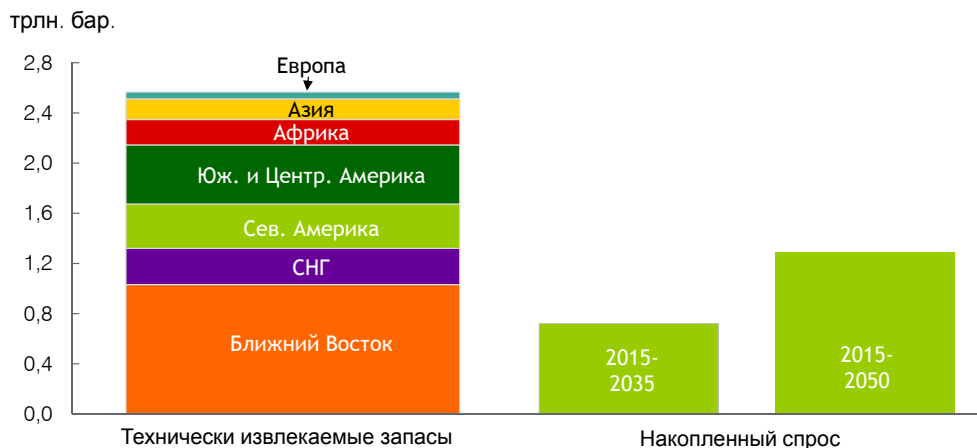


Рисунок 5.9. Оценка технически извлекаемых запасов и накопленного спроса на нефть

Источник: Прогноз развития мировой энергетики ВР

Этот новый этап конкуренции, порождённый революцией сланцевой нефти в США, станет главным влиянием данной революции на мировой рынок нефти. Примечательно, что попытки традиционных экспортёров нефти, объединившихся с октября 2016 г. в альянс ОПЕК+, уравновесить понижающее давление на мировые цены на нефть со стороны американской сланцевой нефти демонстрируют эффективность только на краткосрочных отрезках времени.

Сокращая/ограничивая свою добычу, членам ОПЕК+ удаётся на какое-то время снизить избыток коммерческих запасов нефти и таким образом поддерживать цены на нефть. Но как только цена стабилизируется или начинает расти, рост сланцевой добычи нефти в США ускоряется — прежде всего за счёт проведения гидроразрыва на фоне пробуренных, но незавершённых скважин (DUC), а также за счёт очень коротких сроков, требующихся для бурения новых скважин (меньше месяца) — и мировой рынок нефти снова попадает на клетку Е 2 — ту самую, на которой он оказался в ноябре 2014 г. «Хорошего» ответа на сланцевую революцию у ОПЕК+ нет.

РЫНОК ГАЗА

Влияние революции сланцевого газа на международные рынки весьма сходно с тем, что было описано в предыдущем разделе относительно революции сланцевой нефти.

В своей основе данный процесс, так же, как и для сланцевой нефти, опирался на технический прогресс, резкое увеличение продуктивности использования буровых установок и снижение на этой основе себестоимости добычи. В конечном итоге в связи с этими достижениями открылись перспективы вовлечения в хозяйственный оборот гораздо больших объёмов природного газа, чем представлялось возможным раньше (Рис. 5.10).

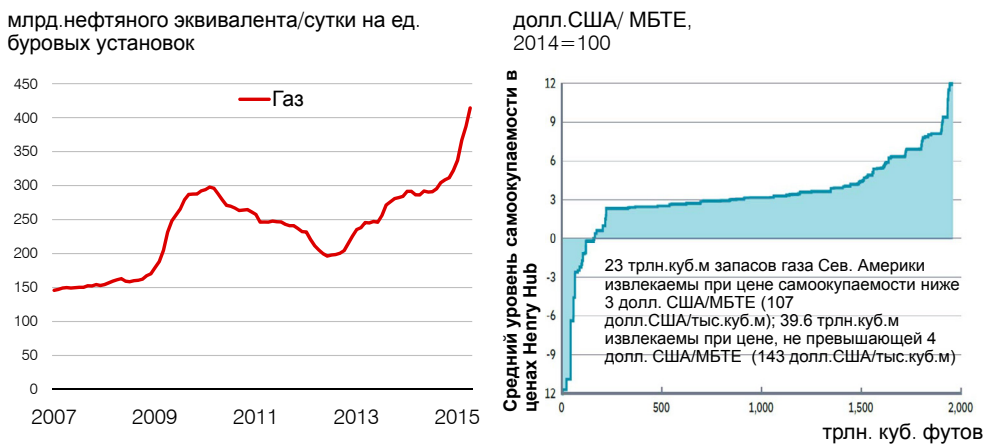


Рисунок 5.10. Динамика производительности буровой установки в США и вовлечение дополнительных запасов

Источник: EIA США

Речь уже не только о перспективах: с 2011 г. США уверенно обогнали Россию — прежнего лидера мировой добычи газа, и с тех пор уверенно лидируют по данному показателю.

Примечательно, что американский сланцевый газ стал оказывать влияние на рынки газа в других регионах задолго до того, как США начали наращивать экспорт сжиженного природного газа — СПГ. Например, в 2012 г. рост добычи и удешевление природного газа в США оказал влияние на ситуацию на газовом рынке Европы (Рис. 5.11).

Только воздействие это оказывалось не напрямую поставками газа из США в Европу, а опосредованно — через экспорт американского угля. Причинно-следственная цепочка выглядела следующим образом: рост добычи сланцевого газа в США привёл к снижению цен Henry Hub. Более дешёвый газ потеснил уголь в электроэнергетике США. Американские производители угля

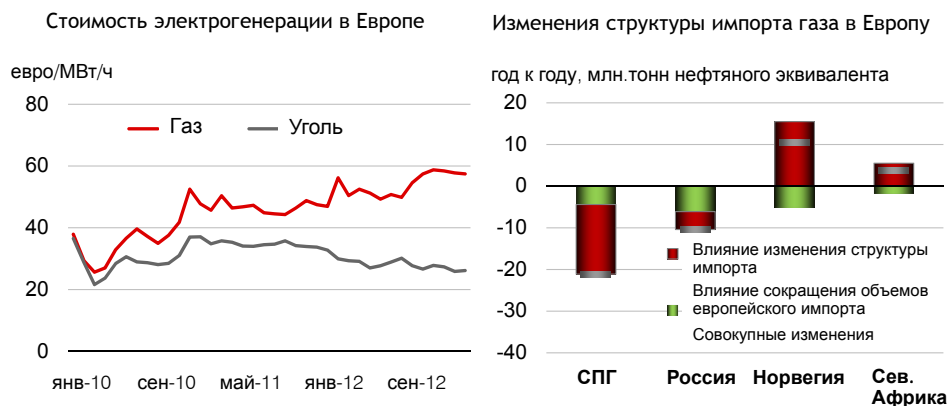


Рисунок 5.11. Проблемы на европейском рынке газа

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР

в ответ нарастили экспорт, в том числе в Европу. В результате цены на уголь в Европе снизились, что привело к ухудшению конкурентных позиций газа в европейской электроэнергетике. Потребление и импорт газа в Европе начали сокращаться. При этом наибольший урон был нанесён российским поставкам. На тот момент газ Газпрома практически полностью предлагался по ценам, привязанным к ценам на нефть, что делало российский газ одним из самых дорогих. Так американский сланцевый газ начал конкурировать с российским трубопроводным газом в Европе, даже физически «не доплыв» до европейских берегов.

Кстати, именно эти события подтолкнули европейских покупателей газа к требованиям изменения Газпромом цен поставок, что и закончилось изменением Газпромом принципов ценообразования в сторону привязки к ценам европейских газовых хабов.

Но что более важно, это то, что революция сланцевого газа привела к тому, что из страны, чьи потребности в импорте газа должны быликратно возрасти (в ожидании чего в США были построены терминалы по импорту и регазификации СПГ), США на наших глазах уверенно превращаются в крупного экспортёра газа. Этому, конечно, способствовало параллельно идущее развитие торговли СПГ в мире в целом. Но США на рынках СПГ уверенно выдвигаются на первые места именно благодаря наращиванию добычи газа в результате сланцевой революции (Рис. 5.12).

Как показывает рис. 5.13, то, что американский сланцевый газ вышел на международный рынок, оказалось одним из ключевых факторов интеграции прежде преимущественно регионально замкнутых газовых рынков Северной Америки, Европы и Азиатско-тихоокеанского региона. Признаком этого стал заметный рост корреляции цен на газ в США с ценами в Европе и Азии.

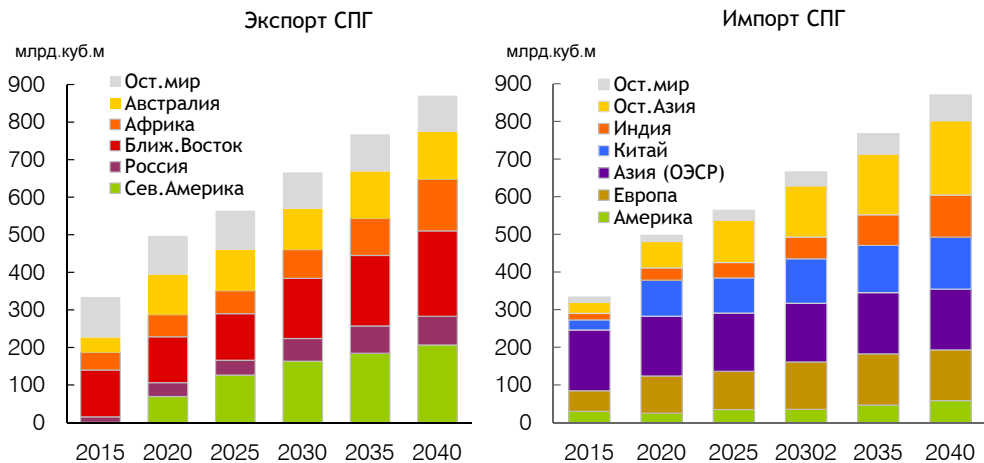


Рисунок 5.12 Объемы торговли СПГ вырастут более чем в два раза в течение ближайших 20 лет

Источник: Прогноз развития мировой энергетики ВР

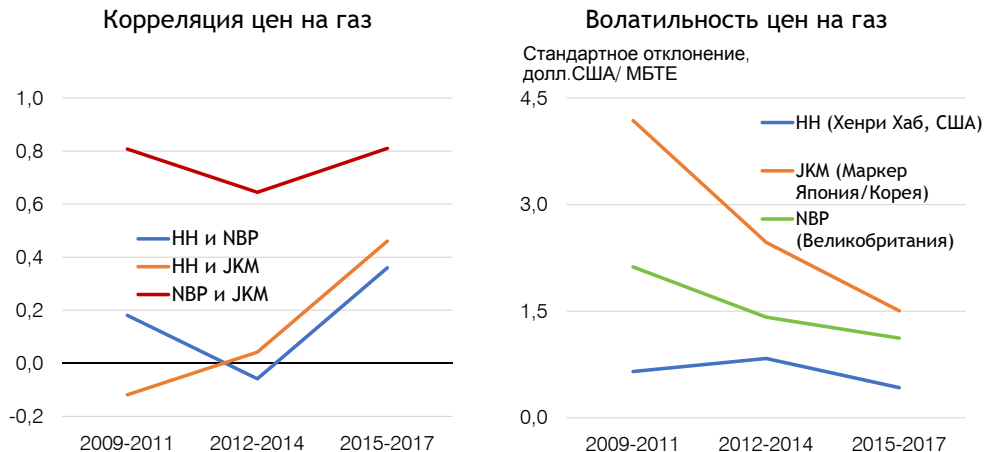


Рисунок 5.13. Корреляция и волатильность спотовых цен на газ

Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР

Более того, судя по снижению и сближению уровней волатильности региональных цен на газ, мы становимся свидетелями формирования единого глобального рынка газа.

А благодаря объемам предложения и скорости изменения поставок сланцевого газа, цены американского рынка имеют хорошие шансы стать якорем

формирующейся мировой цены на газ. Это произойдёт не завтра. Но уже сейчас цены поставок американского (сланцевого) СПГ задают нижний предел колебания спотовых цен на газ в Азии.

Как показывает рис. 5.14, начиная с 2015 г. цены спота в Азии преимущественно колеблются в пределах, заданных кривыми операционных и полных издержек поставщиков американского газа. Картинка будто заимствована из учебника по экономике. Но это уже реалии газового рынка.

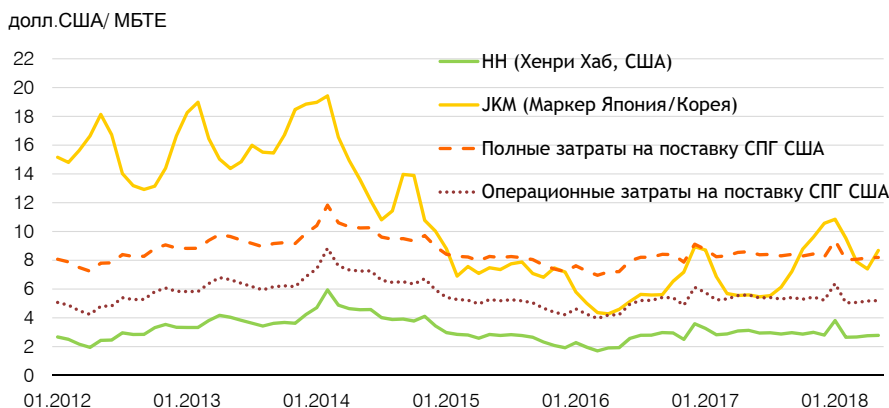


Рисунок 5.14. Экспортные издержки СПГ США и цены на азиатских спотовых рынках
Источник: Статистический обзор мировой энергетики ВР

Во втором десятилетии XXI века сланцевая революция опрокинула ожидания многих игроков нефтегазового рынка и, превратив США в лидера мировой добычи нефти и газа, подталкивает прежних «мэтров» (Саудовскую Аравию, Катар, Россию) к смене экспортной парадигмы. Сдерживание добычи и экспорта для поддержания цен в перспективе представляется не самой выгодной стратегией. Тот, кто поймёт это раньше, может оказаться в более выгодном положении с точки зрения максимизации кумулятивных доходов от нефтегазового экспорта и монетизации своих запасов нефти и газа. Недаром Катар уже отменил в 2018 г. мораторий на разработку богатейшего Северного месторождения газа, а Газпром стал гораздо более адаптивным в ценовой политике и развивает биржевые методы торговли на экспортных рынках.

Конечно, то, что нефтегазовая эра постепенно вступает в заключительную фазу, заслуга не сланцевой революции, а энергетического перехода (развития возобновляемой, низкоуглеродной энергетики в рамках борьбы с изменениями климата). Но то, что эта фаза пройдет в гораздо более острой конкуренции за монетизацию запасов нефти и газа — безусловное последствие американской сланцевой революции.

Глава 6. Трансформация мирового нефтяного рынка как результат сланцевой революции

А. О. Чен

Бурный рост добычи лёгкой сланцевой нефти (к которой мы также относим и нефти низкопроницаемых коллекторов) в США начиная с 2005 г. принято называть громким словом «революция». Более чем двукратный рост добычи жидких углеводородов¹⁵ в США с 7 млн барр./сут. в 2005 г. до 15,5 млн барр./сут. в 2018 г., сопровождаемый не менее впечатляющим ростом эффективности и уменьшением себестоимости, действительно привёл к кардинальным изменениям в американской нефтяной индустрии, как в количественном, так и в качественном измерении.

Однако, как и любой сырьевой товар, американская нефть не может существовать изолированно от спроса, от влияния конкурентных товаров, в данном случае нефти из ОПЕК, России, Норвегии и других стран, а также от цены, которую рынок устанавливает на сырьё, исходя из долгосрочных фундаментальных факторов спроса и предложения и краткосрочных психологических факторов: политических событий, волатильности на сопряжённых фондовых рынках и т.д. Иначе говоря, американскую сланцевую революцию стоит рассматривать в контексте мирового нефтяного рынка, непосредственной и полноправной частью которого она является с недавних пор.

Сланцевая нефть стала полноправным участником на мировом рынке в декабре 2015 г., когда пала последняя законодательная преграда между американскими производителями и мировым нефтяным рынком: были отменены 40-летние ограничения на экспорт сырой нефти, введённые в 1975 г. законом об энергетической политике и энергосбережении (ЕРСА)¹⁶ после арабского нефтяного эмбарго. В результате отмены ограничений американская нефть вышла на мировой нефтяной рынок, и экспорт американской сырой нефти за последние три с половиной года увеличился в 7 раз с 0,5 млн барр./сут. в декабре 2015 г. до 2,9 млн барр./сут. в мае 2019 г..¹⁷

Здесь стоит отметить, что мировой нефтяной рынок, в отличие, например, от рынков природного газа, глобализирован и интегрирован. Американская сланцевая «революция», несмотря на свой региональный характер, является важным явлением для всего мирового нефтяного рынка. Масштаб этого явления можно осознать, поставив сланцевую революцию в исторический контекст в ряд с другими «революциями» со стороны предложения (добычи) на нефтяном рынке (Рис. 6.1).

¹⁵ Жидкие углеводороды — сырая нефть, конденсат, СУГи (сжиженный углеводородный газ: этан, пропан и бутан)

¹⁶ US Energy Policy and Conservation Act, 2018 <https://legcounsel.house.gov/Comps/Energy%20Policy%20And%20Conservation%20Act.pdf>

¹⁷ US exports of crude oil <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=-pet&s=mcrexus2&f=m>

Бурный рост морской добычи на норвежском и британском континентальных шельфах, а также в Мексиканском заливе с начала 1970-х гг., рост советской нефтедобычи в Западной Сибири в 1960–1980-х гг., а также рост добычи в связи с разработкой крупнейших континентальных месторождений в Саудовской Аравии в середине XX века носили линейный характер. Американская сланцевая добыча уже превысила пики всех предыдущих «революций», показав экспоненциальный рост добычи с 180 тыс. барр./сут. в 2005 г. до 10 млн барр./сут. в 2018 г.. Учитывая существенный технологический, ресурсный и экономический потенциал, по данным Rystad Energy сланцевая добыча может превысить уровень в 20 млн барр./сут. в середине 2020-х годов.

Млн барр. в сутки

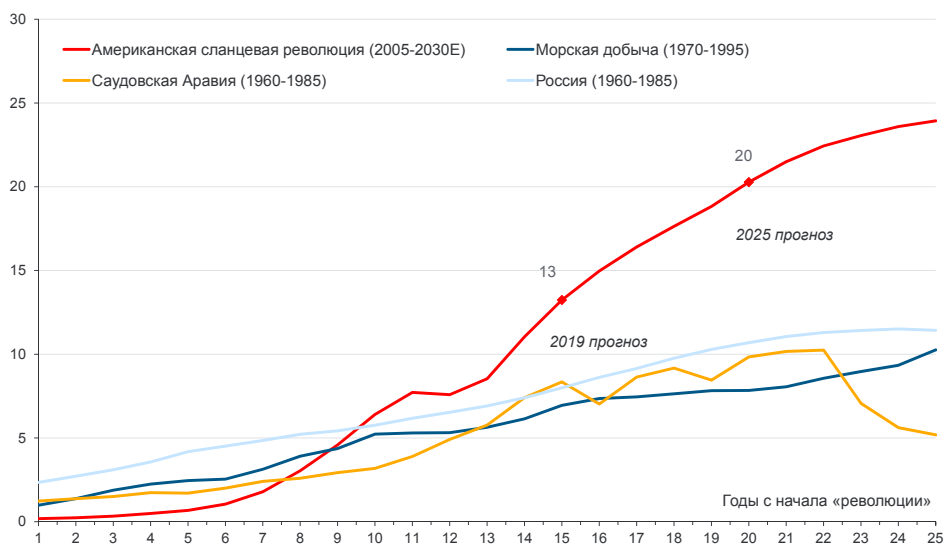


Рисунок 6.1. Сравнительный анализ нефтяных революций разных лет, млн барр. в сутки

Источник: Rystad Energy Ucube, Май 2019

Такой бурный рост предложения со стороны одного производителя на глобально интегрированном сырьевом рынке как правило является достаточно существенным для того, чтобы вызывать трансформацию рыночного баланса, ценообразования, торговых потоков и других рыночных механизмов.

Мировой рынок нефти не явился исключением. Доля сланцевой добычи в глобальном спросе на жидкие углеводороды¹⁸ выросла с 0,2 % в 2005 г.

¹⁸ Под спросом на жидкие углеводороды (global liquids demand) подразумевается конечный спрос на нефтепродукты, включая СУГи и прямое использование нефти в электрогенерации

до 12 % в 2019 г. и уже привела к ряду изменений, которые приобретут ещё более отчётливый характер в следующее десятилетие. Говоря о структурных трансформациях мирового нефтяного рынка в результате сланцевой революции, выделяют следующие процессы, каждый из которых мы рассмотрим далее по отдельности:

Сланцевая революция изменила основополагающую парадигму на нефтяном рынке: понимание конечности и исчерпаемости нефтяных запасов ушло на второй план, а на первый план вышло ощущение усиливающейся конкуренции производителей за существующие рынки. Иными словами, общий акцент на нефтяном рынке в последние годы смещается от дефицита к перенасыщенности.

Будучи более гибкой перед изменением цен и других рыночных условий, имея удобный буфер в виде пробуренных, но ещё не введенных в эксплуатацию скважин, сланцевая добыча всё же не смогла сгладить волатильность на нефтяном рынке, но внесла другие структурные изменения в ценообразование на рынке: например, сократила длительность и увеличила амплитуду ценового цикла.

Сланцевая добыча поставила под вопрос долгосрочную эффективность традиционных механизмов балансировки нефтяного рынка. Способность стран ОПЕК стабилизировать рынок и цену на нефть в желаемом диапазоне, сокращая добычу, находится под всё большим вопросом в связи с неспособностью поднять цены на нефть на желаемый для стран ОПЕК уровень.

Рост сланцевой добычи США явился вызовом для мировой и американской нефтеперерабатывающей промышленности, приспособленной к переработке более тяжелых сортов нефти. Он также изменил историческое соотношение дифференциалов основных марок нефти: Brent, WTI и Dubai. Иными словами, сланцевая революция поменяла соотношение ценности для рынка лёгких и тяжёлых сортов нефти, возможно, на годы вперёд.

Наконец, сланцевая добыча вносит весомый вклад в энергетическую самодостаточность и безопасность США с вытекающими из этого геополитическими и экономическими последствиями. В общих чертах, сланцевая «революция» смещает акценты между «востоком» и «западом» на мировом нефтяном рынке. Если в историческом разрезе страны «востока» поставляли энергию в страны «запада», то теперь рост добычи в США вкупе с бурным ростом спроса на нефтепродукты и сырую нефть для нефтепереработки в Азии разворачивают торговые потоки в обратном направлении.

НЕФТЯНОЙ РЫНОК: ОТ ДЕФИЦИТА К ПЕРЕНАСЫЩЕННОСТИ

Американская сланцевая революция принесла на мировой рынок не только существенные объёмы сырья, но и альтернативный подход к добыче, сопряжённый с ростом эффективности и снижением цен безубыточности. Если традиционные методы добычи характеризуются низкой интенсивностью бурения как в фазе

развития, так и в фазе поддержания продуктивности месторождения, а также небольшим количеством высокопродуктивных скважин на месторождении, дебит которых позволяет извлекать нефть десятилетиями, сланцевой добыче присущи высокий начальный дебит с последующим быстрым падением добычи.

Следовательно, сланцевым производителям приходится прибегать к высокой интенсивности бурения для поддержания и наращивания добычи. Для сравнения, в 2018 г. на американских сланцевых плеях было пробурено свыше 15000 скважин, тогда как на всех морских месторождениях мира всего 2500 скважин¹⁹. Добыча сланцевой нефти в этом контексте схожа с производственным процессом с высокой частотой повторений, нежели с разработкой традиционных месторождений.

Как и любой повторяющийся производственный процесс, сланцевая добыча характеризуется ускоренным повышением производительности и непрерывным технологическим улучшением. Сам характер нефтяной индустрии США, где в жёсткой конкуренции функционируют сотни частных компаний, способствовал быстрому росту производительности. По данным Rystad Energy, с 2014 по 2018 годы средняя длина интервала перфорации горизонтальной части ствола на скважинах увеличилась на 52 %, интенсивность использования пропанта на фут латерали (горизонтальной части ствола скважины) увеличилась более чем на 100 %, при том, что не произошло существенного удорожания бурения и заканчивания скважин. В итоге средняя цена безубыточности скважины в ценах WTI упала на 41 % с 80 долл./барр. в 2014 г. до 47 долл./барр. в 2018 г.

Особенность данного технологического и экономического успеха сланцевой добычи в контексте мирового нефтяного рынка заключается в том, что он не затормозил, а наоборот, подстегнул эффективность добычи всего нефтяного сектора в целом. В период низких цен в 2015–2016 г.г. нефтегазовые сервисные подрядчики (бурение, ремонт, сейсмическая разведка, инжиниринг, закупки, строительство, пусконаладочные работы) были вынуждены снизить цены на свои услуги для операторов нефтяных месторождений от 15 % до 50 %. Цены на сервисные работы не вернулись на прежний уровень вследствие того, что цены на нефть не возросли до прежних высот и на многих сервисных рынках и в 2019 г. все еще наблюдается переизбыток оборудования.

Падение цен на нефтесервис привело к удешевлению добычи на традиционных месторождениях во всем мире. Операционные издержки на баррель добычи снизились в среднем по миру на 18 % за период 2014–2018 гг. В то же время, столкнувшись с низкими ценами, компании стали практиковать более ответственное отношение к капитальным издержкам. Совокупные инвестиции в разработку и разведку месторождений (Capex+Expx) крупнейших компаний, по данным Rystad Energy, упали с 880 млрд долл. в 2014 г. до 670 млрд долл. в 2015 г. и далее до 514 млрд долл. в 2016 г. и остаются примерно на этом уровне до сегодняшнего дня.

¹⁹ Rystad Energy Well Cube, August 2019

При этом, существенного долгосрочного структурного замедления добычи у таких ключевых игроков, как Россия, Саудовская Аравия, Бразилия, Канада, Китай и других, не произошло. По причине низких сервисных цен и дисциплины капитальных затрат, публичные нефтяные компании сгенерировали рекордный свободный денежный поток в 263 млрд долл. в 2018 г. Этот денежный поток уже привел к высоким темпам инвестирования в новые нефтегазовые проекты. В 2019 г. компании по всему миру потратили около 300 млрд долл. на новые гринфилд проекты, санкционировав к разработке более 42 млрд баррелей нефтяных запасов, что примерно соответствует «досланцевому» уровню.²⁰ Таким образом, рост сланцевой добычи, сопровождающийся улучшением эффективности и снижением цен безубыточности по всему миру, не привёл к существенному замедлению добычи вне США, а напротив, обернулся обострившейся конкуренцией производителей за рынки спроса.

При условии удачного экспорта сланцевой революции в другие страны, например, в Аргентину, Китай и Россию, у производителей появится доступ к существенным запасам углеводородов, ранее считавшихся нерентабельными. Получит широкое распространение возможность извлекать сырьё не только из традиционного коллектора, в котором при миграции сохранилась только малая часть изначальных запасов, но и непосредственно из более глубокой материнской породы. Это позволит отсрочить теории наступления «пика добычи» на нефтяном рынке на ещё более неопределённый срок.

Говоря о другой стороне рыночного баланса, на сегодняшний день существует относительный консенсус относительно траектории спроса на жидкие углеводороды. Так, по данным Международного энергетического агентства²¹ рост спроса замедлится с 1,7 млн барр./сут. в 2017 г. до 1 млн барр./сут. в 2024 г. По данным Rystad Energy, рост спроса замедлится с 1,7 млн барр./сут. в 2017 г. до 1,1 млн барр./сут. в 2024 г. и далее до 670 тыс. барр. в сутки к 2030 г. ввиду растущей топливной экономичности ДВС²², вытеснения нефти газом в электрогенерации и постепенной электрификации транспорта среди прочих факторов (Рис. 6.2). В случае, если электрификация транспорта и корпоративные стандарты топливной эффективности (SAFE) будут внедряться ещё более быстрыми темпами, пик спроса на жидкие углеводороды может наступить уже к 2030 г.

С момента начала бурного роста сланцевой добычи в 2011 г. мы наблюдаем превалирование роста предложения над ростом спроса, чего практически не наблюдалось ранее в 2001–2011 гг. Исключением является 2016 год, когда добыча на сланцевых месторождениях рухнула вследствие решения ОПЕК не сокращать добычу, повлекшего за собой период низких цен, а также в 2017–2019 гг., когда добыча искусственно сокращалась странами ОПЕК и Россией с целью уменьшения коммерческих запасов нефти в нефтехранилищах и поддержания

²⁰ Rystad Energy UCube, Rystad Energy Oil Market Trends Report, June 2019

²¹ International Energy Agency Oil Market Report Series 2019, February 2019

²² ДВС- двигатель внутреннего сгорания

Тыс. барр. в сутки

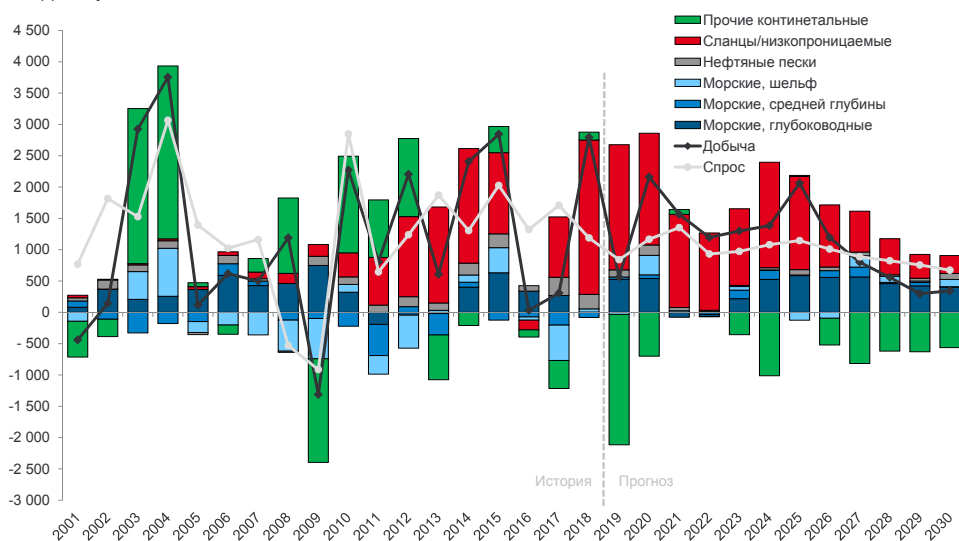


Рисунок 6.2. Рост мировой добычи жидких углеводородов (нефть, конденсат, СУГи) по сегментам vs. рост потребления

Источник: анализ Rystad Energy OilMarketCube

рыночного равновесия. Также речь идёт о существенном изменении средних цен на нефть, при которых рынок функционировал. Цены упали с диапазона от 100 до 120 долл./барр в 2013–2014 годы, до средней цены нефти марки Брент 59 долл./барр в 2015–2019. В 2020–2025 гг., по данным Rystad Energy, при сохранении нынешних цен на нефть ожидается гипотетическое превалирование предложения над спросом. В действительности, нефтяной рынок не сможет долго существовать в таком разбалансированном состоянии, и произойдёт либо ценовая коррекция вниз вследствие перенасыщения нефтяного рынка, которая, в свою очередь, повлечёт за собой сокращение бурения и добычи, либо странам ОПЕК придётся снова сократить добычу.

Однако основная тенденция на рынке прослеживается всё более отчётливо: в связи с бурным ростом сланцевой добычи акценты на рынке смещаются от дефицита нефти к её относительному переизбытку. Нефть всё меньше рассматривается как дефицитный товар с конечными запасами и всё больше как сырьё на высококонкурентном рынке сбыта с замедляющимися темпами роста. Изменение фундаментального понимания нефти как труднодоступного товара первой необходимости уже привело к смене ценовой и поведенческой парадигмы на рынке: нефть больше не торгуется с премиумом «скорой исчерпаемости» в диапазоне выше 100 долл./барр, а у ключевых участников рынка наблюдаются первые признаки «диверсификации рисков».

Крупные международные нефтяные компании (мейджоры) уходят в разработку североамериканских сланцевых месторождений, где профиль доходов и добычи смещён в сторону ближайшего более определённого, нежели отдалённого менее определённого будущего. ВИНКи²³ расширяют присутствие на рынке нефтехимии, обещающем долгосрочный рост ввиду увеличения спроса на пластики в Индии и Китае. Интересен пример Saudi Aramco, которая весной 2019 г. приобрела 70 % акций нефтехимического концерна SABIC, а также планирует первичное размещение акций в 2021 г., в том числе чтобы частично диверсифицировать будущие финансовые риски.

Принимая во внимание всё вышесказанное, нужно отметить, что добыча нефти и газа остаётся одной из самых высокомаржинальных индустрий, и резкий спад инвестиционной активности и скоростной закат нефти в качестве источника энергии не предвидится по крайней мере в следующие десятилетия.

КОРОТКИЙ СЛАНЦЕВЫЙ ЦИКЛ

Сланцевая добыча не уменьшила волатильность на рынке, но сократила длительность и увеличила амплитуду ценового цикла.

Движение цен на нефтяном рынке в целом обусловлено фундаментальными причинами: соотношением спроса и предложения. Причём, в случае нефтяного рынка достаточно большую роль играет его «фьючерсная» составляющая. В цене на нефть заложены ожидания, связанные с будущим соотношением спроса и предложения. Когда ожидаемый спрос на нефтяном рынке превышает предложение, появляется восприятие недостатка нефти на финансовых и физических рынках, и вследствие этого цена на нефть растёт. Напротив, когда ожидаемое предложение превышает спрос, происходит переоценка нефти в связи с её переизбытком. Такое фундаментальное ценообразование носит более продолжительный характер на отрезках длиной в месяцы, а иногда и в кварталы. Однако, вокруг этих продолжительных отрезков повышения или понижения цены, возникает ценовая волатильность, движимая различными политическими и экономическими факторами, так как на рынке присутствует существенная спекулятивная составляющая в виде финансовых и иных игроков, позиции которых не подкреплены физическим наличием у них нефти.²⁴ Нефтяной рынок также связан с валютным, фондовым, другими сырьевыми рынками (в особенности рынком золота) и рынком облигаций посредством арбитража, что добавляет определённый компонент волатильности. Так, например, при существенных экономических рисках инвесторы уходят с высокорискованных нефтяного и фондового рынков на рынок государственных

²³ ВИНК- Вертикально-интегрированные нефтяные компании

²⁴ The Role of speculation in Oil Markets: What have we learned so far? B. Fattouh, Oxford Institute for Energy Studies, 2012

облигаций и золота. Когда риски утихают, инвесторы возвращаются на нефтяной, фондовый рынки и на валютные рынки развивающихся стран, что выливается в рост нефтяных котировок.

Эластичность традиционного производителя нефти к дневной, недельной и даже месячной ценовой волатильности ограничена. Традиционный производитель нефти не может подстроить добычу под колебания цен: приостановить её при резком падении цен и нарастить её оперативно при ценовом скачке. В этой связи выход сланцевой нефти на мировой нефтяной рынок связывали с уменьшением ценовой волатильности.

В отличие от традиционных месторождений, добычу которых после ввода в эксплуатацию не просто подстраивать под рыночные реалии, так как остановка или интенсификация добычи на скважинах сопряжены с потерей добычи в будущем, высокая интенсивность бурения скважин на сланцевых пляях создаёт необходимую гибкость, поскольку часть из них запускается, а часть откладывается в запас пробуренных, но ещё не запущенных в эксплуатацию скважин (т. н. DUC).

Высказывались предположения, что в случае резкого увеличения цены в виду выпадающих объёмов добычи в очагах геополитической напряжённости или природных катаклизмов, сланцевые производители смогут оперативно использовать подушку безопасности из пробуренных, но ещё не запущенных в эксплуатацию скважин и нарастить добычу, стабилизировав цены. Напротив, при проседании нефтяного рынка, сланцевые компании уменьшают инвестиции в добычу, законсервируют часть скважин, и таким образом оперативно сократят поставки на рынок. Отражая возможность сланцевой добычи, наряду с добычей стран ОПЕК (“Call-on-OPEC”), балансировать в случае необходимости нефтяной рынок, появился термин “Call-on-shale” — «необходимый уровень добычи сланцевой нефти».

В действительности сланцевая нефть как инструмент, вероятно уменьшающий волатильность на нефтяном рынке, не выдерживает проверки практикой, и сланцевая добыча в силу фрагментарности американской сланцевой индустрии, состоящей из сотни мелких и крупных компаний, так и не стала «стабилизирующим производителем» («swing producer»). Более того, между глобальным нефтяным рынком и физической сланцевой добычей бассейнов Permian, Eagle Ford и других лежит длинная логистическая цепь из нефтепроводов, нефтехранилищ, портов и нефтяных танкеров с рядом сдерживающих факторов, таких, как, например, загруженность и законтрактованность.

Не принеся ценовой стабильности на нефтяной рынок, гибкость сланцевой добычи всё же изменила другие компоненты ценообразования, в частности сократив продолжительность и увеличив амплитуду ценового цикла.

Нефтяной рынок, как и другие сырьевые рынки, подвержен ценовым циклам. Высокие цены на нефть традиционно подстёгивают участников рынка увеличивать инвестиции в новые проекты и в уплотняющее бурение на зрелых

месторождениях, что через несколько лет приводит к росту добычи. Интенсивный рост добычи затем перенасыщает рынок, и цены начинают падать. Падение нефтяных котировок заставляет нефтяные компании снизить инвестиции, в том числе в новые проекты и уплотняющее бурение — шаг, который в итоге приводит к дефициту добычи на рынке и росту цен. Таким образом, цикл повторяется. В связи с длительным промежутком времени между принятием инвестиционного решения и выхода добычи на рынок, который составляет 4–5 лет, традиционный цикл на нефтяном рынке длинный. Со стороны спроса на цикл оказывают влияние такие эффекты, как экономические кризисы, завершающие циклы, и бурный рост потребления, который удлиняет восходящую часть цикла. Так на нефтяном рынке «потерянное десятилетие» 1990-х с продолжительным уровнем цен в 20 долл./барр. и недоинвестированием привело к недостатку нефти, который вкупе с экономическим бумом в Китае в 2000-х вылился в «сырьевой суперцикл»: продолжительный рост цен с 20 до 130 долл./барр. Суперцикл закончился в 2008 г. глобальным финансовым кризисом и падением цен. (Рис. 6.3).

Будучи более гибкой, чем традиционная добыча, сланцевая добыча всё же не смогла, вопреки ожиданиям, нивелировать нефтяные циклы. Дело в том, что теории, объясняющие стабилизирующий эффект сланцев на рынки нефти, переоценивают быстроту реакции сланцевой добычи на ценовые взлеты

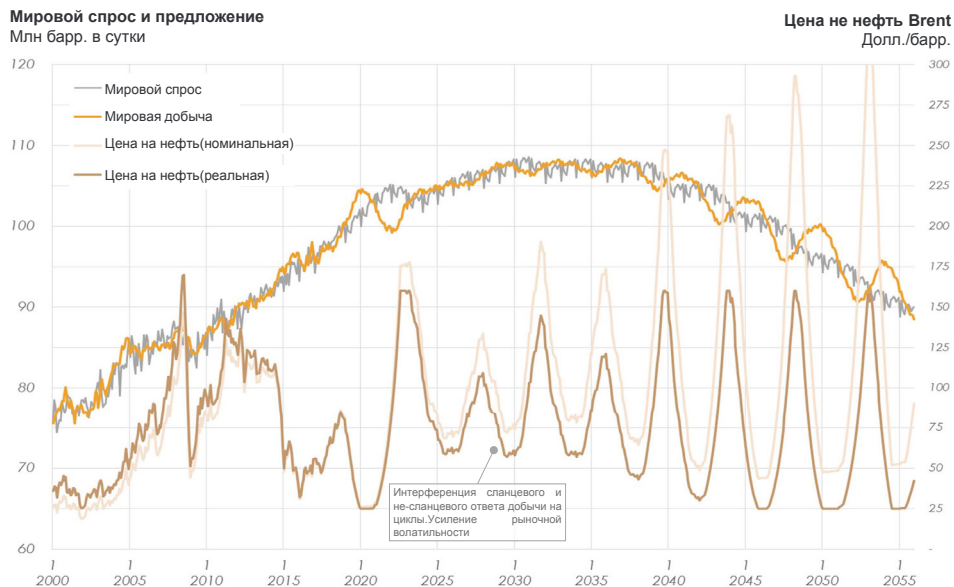


Рисунок 6.3. Ценовые циклы на нефтяном рынке: история и прогноз (без учета балансировки добычи со стороны ОПЕК)

Источник: динамическая модель цены на нефть, Rystad Energy, 2019

и провалы, а также не принимают во внимание асимметрию, недостаток информации, с которой сталкиваются все участники рынка (ОПЕК, традиционные и сланцевые производители), пытаясь стабилизировать рынок и максимизировать прибыль, регулируя добычу.

Примером может послужить развитие ситуации на нефтяном рынке в 2018 г. (Рис. 6.4). Опасения вокруг быстрого сокращения иранской добычи после введения санкций США вкупе с ожиданием замедления сланцевой добычи в связи с недостатком нефтепроводных мощностей привели к росту цен с 65 долл./барр. в марте 2018 г. до 80 долл./барр. в октябре 2018 г. и к решению ОПЕК нарастить добычу в июне 2018 г. примерно на середине восходящего ценового тренда.

Тем временем сланцевые производители, движимые тем же ростом цен, нарастили добычу нефти и конденсата до рекордных 7 млн барр./сут. в августе 2018. Произошла интерференция роста добычи стран ОПЕК и сланцевых производителей, которые совокупно с мая 2018 добавили на рынок 2,6 млн барр./сут., тогда как добыча в Иране сократилась за этот период всего на 1,3 млн барр./сут.

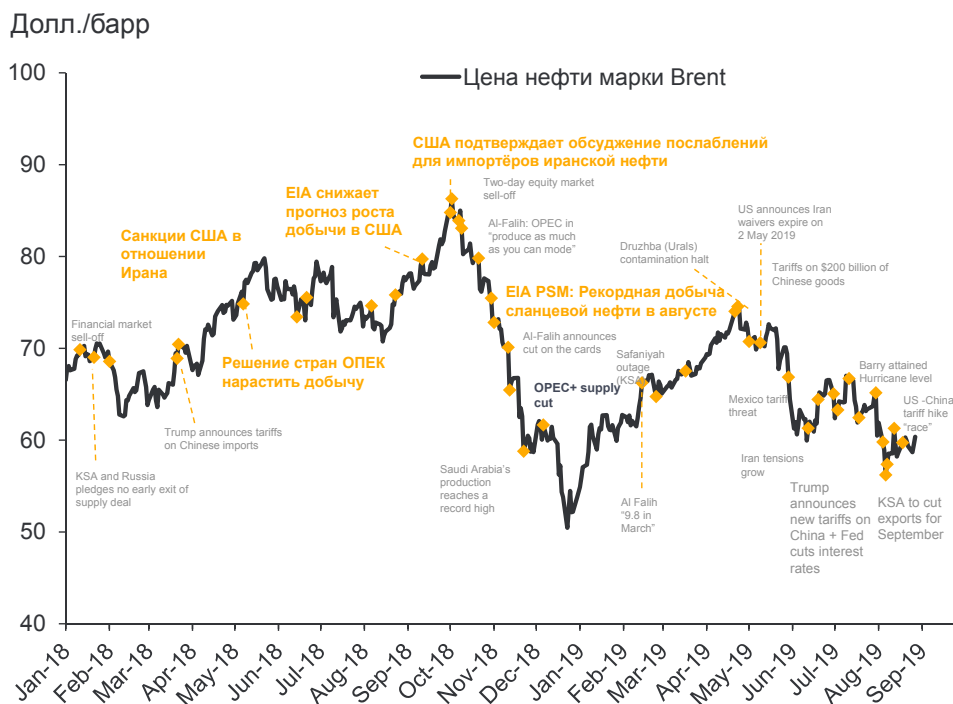


Рисунок 6.4. Траектория цены на нефть марки Brent в 2018–19 гг., долл./барр.

Источник: анализ Rystad Energy, Bloomberg

Динамическая модель цен на нефть Rystad Energy (Рис. 6.3), учитывает подобную интерференцию между реакцией сланцевой добычи и другими игроками рынка. Так, если гипотетически исключить традиционную балансировку рынка странами ОПЕК, сланцевая реакция на нефтяные котировки пересекается с реакцией традиционной добычи (сокращением или увеличением интенсивности уплотняющего бурения на зрелых месторождениях).

Таким образом, при падении цен сокращается активность и на сланцевых участках, и на зрелых месторождениях. Интерференция этих эффектов усиливает эффект ценовых пиков, а затем и ценовых провалов, а также их частоту. Учитывая относительную быстроту реакции сланцевой добычи на нефтяные котировки (около 7 месяцев от ценового сигнала до выхода добычи на рынок), циклы на нефтяных рынках повторяются гораздо чаще, чем раньше — каждые 4 года. Если внести в уравнение периодические попытки балансировки рынка со стороны стран ОПЕК, частота циклов и их амплитуда в целом возрастут ещё больше, так как будет происходить уже одновременная интерференция трёх балансирующих механизмов.

Таким образом, гибкости сланцевой нефти не достаточно, чтобы нивелировать цикличность нефтяного рынка, но достаточно для увеличения частоты ценовых циклов на мировом нефтяном рынке.

СЛАНЦЫ ПРОТИВ ОПЕК

Сланцевая добыча поставила под вопрос способность ОПЕК стабилизировать рынок и цену на нефть в желаемом диапазоне.

Исторически незадействованные мощности нефтедобычи в странах ОПЕК неоднократно успешно балансировали нефтяной рынок. Так, последствия резкого снижения спроса в 2009 г. в результате глобального финансового кризиса удалось нивелировать за счёт резкого снижения добычи странами ОПЕК на 2,4 млн барр./сут. в 2009 г.²⁵ Ранее, в 1999 г. в разгар Азиатского кризиса, ОПЕК снова вышла на рынок с сокращениями добычи, поддержав тем самым цены на нефть и восстановив баланс на рынке. Реакция ОПЕК на шоки со стороны предложения, как, например, увеличение добычи на 2,6 млн барр./сут. в 2003 г. в связи с конфликтом в Ираке также помогали стабилизировать рынок²⁶.

С 2016 г. страны ОПЕК, а в последствии и группа стран во главе с ОПЕК и Россией замораживали либо сокращали добычу три раза, в последний раз объявив о сокращении на 1,2 млн барр. в сутки в ноябре 2018 г., и затем продлив соглашение до марта 2020 г. в июне 2019. Однако достичь желаемого устойчивого диапазона цен марки Brent выше 70 долл./барр не удавалось и пока

²⁵ The Great Plunge in Oil Prices: Causes, Consequences, and Policy Responses, John Baffes, World Bank Group, 2015

²⁶ Заявление ОПЕК по Ираку, 2003 https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/1068.htm, Rystad Energy UCube August 2019

не удаётся. Средняя цена в 2016–2019 гг. также оставалась ниже фискальных цен безубыточности в 85 долл./барр для Саудовской Аравии и 77 долл./барр. для ОАЭ, при которых бюджет этих ключевых стран картеля сбалансирован.²⁷ Тем временем, ко времени первичного размещения акций Saudi Aramco, Саудовской Аравии необходим более высокий уровень цен.

В целом, способность ОПЕК сокращать и увеличивать добычу в ответ на рыночные шоки не претерпела изменений: у главной страны картеля Саудовской Аравии имеется внушительный арсенал незадействованных мощностей в 1,3 млн барр. в сутки, а рыночная доля ОПЕК в последние годы²⁸ варьировалась между 35–40 %. Однако стоит отметить, что эффективность картеля в урегулировании кратковременных шоков не соответствует его возможностям отвечать на долгосрочные, структурные изменения нефтяного рынка. Стремительное удешевление сланцевой добычи наряду с ростом её эффективности и потенциалом как раз и является таким структурным изменением.

По данным Rystad Energy, для достижения желаемого уровня цен в 70 долл./барр в 2020–2021 г., понадобится как минимум продление текущего соглашения о сокращении добычи на весь 2020 год и ещё одна балансировка рынка картелем с ожидаемым сокращением в 1.5 млн барр. в сутки в 2020 или 2021 г. (Рис. 6.5)

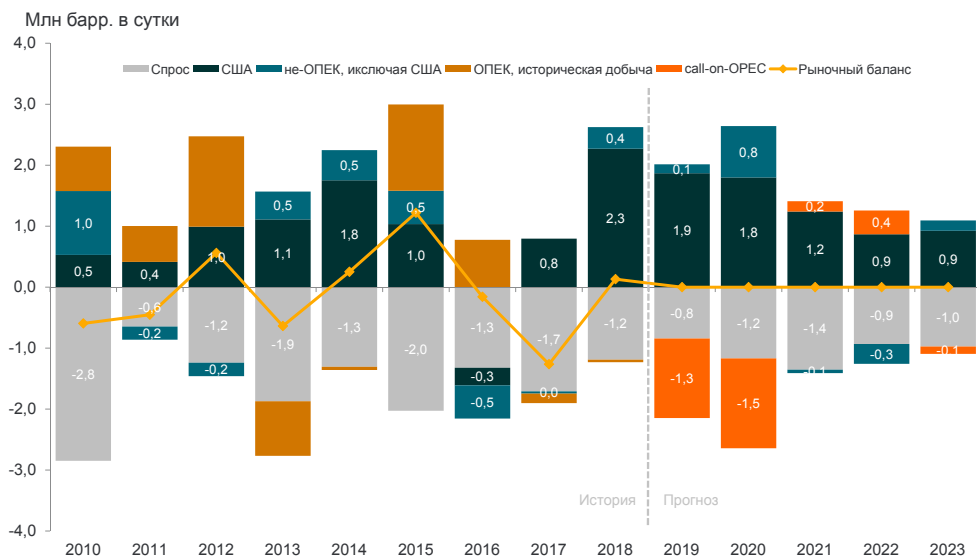


Рисунок 6.5. Баланс спроса и предложения на нефтяном рынке и необходимое сокращение добычи странами ОПЕК, г/г

Источник: анализ Rystad Energy, Rystad Energy OilMarketCube

²⁷ МВФ, таблица цен безубыточности ключевых экспортёров нефти <http://data.imf.org/regular.aspx?key=60214246>

²⁸ Rystad Energy Oil Market Balances Report August 2019

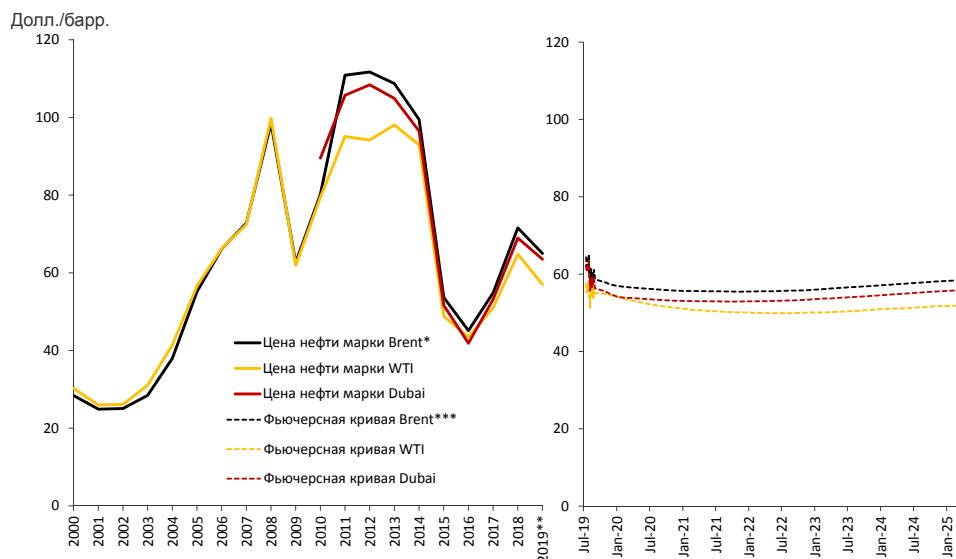
Пока стратегический ответ ОПЕК сланцевой добыче США в полной мере не проявился, и заключается в стабилизации цен и «пережидании» пика роста сланцевой добычи. Но, учитывая темпы роста эффективности и снижения цен безубыточности на сланцевых формациях США, ОПЕК нынешними сокращениями добычи лишь сталкивает сланцевый снежный ком вниз по горе, и пока этот ком становится всё больше.

РОСТ ДОБЫЧИ

Рост сланцевой добычи США, нефтеперерабатывающая промышленность и соотношение основных сортов нефти: Brent, WTI и Dubai.

Еще 15 лет назад о сланцевой революции в США не шло и речи. Напротив, до 2000-х многие верили в то, что добыча нефти в США находится в фазе конечного спада. В результате нефтеперерабатывающие заводы в США были сконфигурированы для переработки тех сортов нефти, на доступность которых приходилось рассчитывать. В основном это были тяжёлые и средне-тяжёлые сорта нефти из Ближнего Востока, Канады и Венесуэлы.

Вместе с тем, более лёгкая нефть марки WTI до 2011 г. торговалась с небольшой премией к марке Brent в связи с её относительной лёгкостью в граду-сах API, а цена марки Dubai, будучи более тяжёлой и высокосернистой и поэто-му сложной для переработки, торговалась с дисконтом (Рис. 6.6). Бурный рост



*Цена на контракт с поставкой в следующем месяце, которую принято считать спотовой ценой на нефть. На графике указаны средние цены за указанный период

** Подразумевается средняя цена в период с 1 января по 3 сентября 2019 года

*** Фьючерсная кривая от 3 сентября 2019 года

*Рисунок 6.6. Исторические усредненные цены за 2000–2019 гг.
и фьючерсные кривые марок Brent, WTI, Dubai, долл./барр.*

Источник: Bloomberg

сланцевой добычи и ограничения на её экспорт перевернули соотношения цен на мировом рынке: с 2011 г. WTI стала торговаться с дисконтом к Brent и Dubai в 15 и 10 долларов соответственно. Дисконт затем уменьшился в 2015–2017 гг., и в среднем в 2019 г. составлял 8 и 6 долларов соответственно. Дешёвая нефть в целом дала американской нефтеперерабатывающей промышленности преимущества перед европейскими и азиатскими конкурентами, сделав США нетто экспортёром нефтепродуктов в ноябре 2010 г.²⁹

В то же время сокращение добычи странами ОПЕК с 2017 г., структурный спад добычи в Венесуэле в связи с экономическим кризисом в стране, законодательные ограничения на добычу канадской нефти из провинции Альберта до конца 2020 года, а также санкции, запрещающие иранский экспорт нефти, убрали с рынка существенные объёмы предложения тяжёлой нефти, хотя высокий спрос на неё со стороны НПЗ сохранился ввиду того, что гибкость нефтеперерабатывающей индустрии в выборе сортов нефти ограничена технологическими параметрами дистилляционной колонны и другого оборудования. В итоге относительная ценность тяжёлых сортов увеличилась по отношению к лёгким сортам, и за прошедшие 9 месяцев 2019 г. средний дисконт марки Dubai к марке Brent составлял всего 1,5 долл./барр. — исторический среднегодовой минимум за последние 10 лет.

Если ОПЕК продолжит политику сокращения добычи для защиты цены, и добыча тяжёлой нефти в других странах будет сокращаться, низкий дисконт на тяжёлую нефть по отношению к лёгкой может сохраниться и в ближайшем будущем.

Как уже упоминалось ранее, для нефтеперерабатывающей промышленности США изобилие относительно дешёвой лёгкой нефти и дешёвой газовой электрогенерации как следствия сланцевой революции явилось в большей мере конкурентным преимуществом. Однако здесь следует отметить, что рост сланцевой добычи приводит к кардинальному изменению качественных характеристик сырья для НПЗ, вместе с этим меняя соотношение нефтепродуктов на выходе. С каждым последующим приростом сланцевой добычи, средний баррель нефти становится легче. За последний год объёмы ультра-лёгкой марки нефти WTL³⁰ выросли, составив около 10 % от всей добычи бассейна Permian.³¹

Переработка лёгкой нефти «облегчает» также и набор нефтепродуктов на выходе из дистилляционной колонны на НПЗ. Сланцевые лёгкие сорта нефти дают больший прирост таких лёгких нефтепродуктов как нафта, СУГи и бензин. Сорта сланцевой нефти с плотностью API ниже 50, но выше 35 дают

²⁹ Energy Information Administration, US net imports of petroleum products https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_net_i_a_EPP0_IMN_mbbldpd_m.htm

³⁰ WTL — марка нефти West Texas Light с плотностью API между 45 и 55 градусов

³¹ As Permian oil production turns lighter, price outlook darkens, 2019 <https://de.reuters.com/article/us-usa-oil-permian/as-permian-oil-production-turns-lighter-price-outlook-darkens-idUSKCN1T71B7>

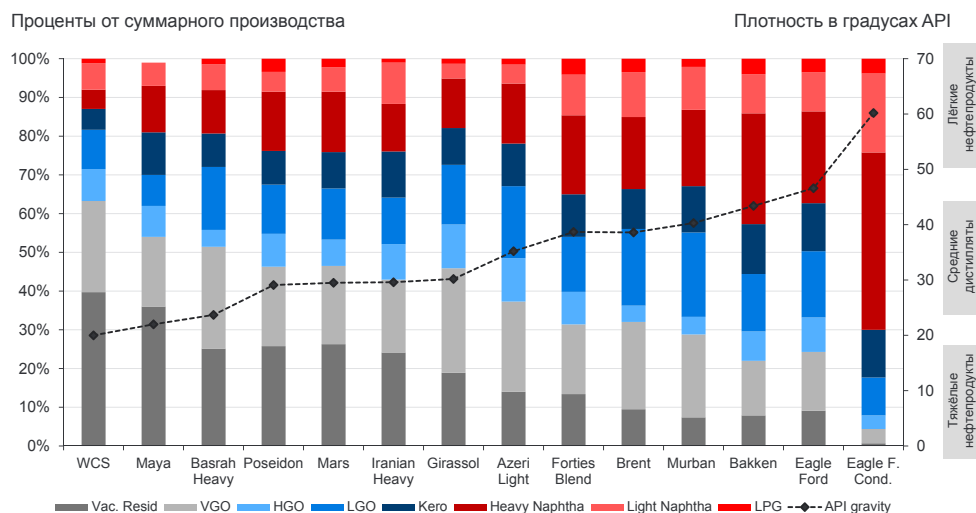


Рисунок 6.7. Производство различных типов нефтепродуктов из разных сортов нефти

Источник: анализ Rystad Energy

на выходе больше средних дистиллятов, таких как лёгкое дизельное топливо и газойль, причём с низким содержанием серы. (Рис. 6.7).

Это соотносится с общей тенденцией роста мирового спроса. Во-первых, долгосрочный рост спроса смещается в сторону нефтехимии, и вследствие этого, более лёгких нефтепродуктов. основополагающие тенденции спроса на следующее десятилетие — это устойчивый рост спроса на пластики, замедление роста традиционных драйверов спроса, таких как дизель и бензин вследствие роста топливной эффективности и уменьшение спроса на мазут, который будет вытесняться газом и альтернативными источниками энергии из электрогенерации. Так, по данным Rystad Energy, доля СУГов и нефти в годовом приросте спроса вырастет с 41 % в 2017 г. до 57 % в 2030 г.

Во-вторых, новые правила МАРПОЛ по содержанию серы в судовом топливе с января 2020 г. вызовут кратковременный рост спроса на низкосернистый дистиллят, и американские НПЗ смогут выиграть на высоких спредах на дизель и газойль.

Но главной особенностью трансформации американской нефтеперерабатывающей промышленности в связи со сланцевой революцией является всё-таки рост экспорта нефтепродуктов, а затем и сырой нефти из США одновременно с ростом американской энергетической самодостаточности. Это приводит к следующей стадии трансформации мирового нефтяного рынка, связанной с изменением торговых потоков между «востоком» и «западом».

ПОВОРОТ НА ВОСТОК

Сланцевая «революция» разворачивает торговые потоки нефтью и нефтепродуктами с «запада» на «восток».

Североамериканский континент в исторической перспективе всё в большей мере полагался на импорт тяжёлой нефти главным образом с Ближнего Востока, переработка которой давала большой выход средних дистиллятов и мазута. Большая часть оседала на внутреннем рынке, но существенные объёмы экспортировались на рынки Европы в случае с дистиллятами, и на рынки Азии в случае с мазутом. Напротив, США импортировали лёгкие нефтепродукты: бензин, пропан и другие СУГи, которые не могла дать на выходе переработка тяжёлых сортов нефти в США.

Рост сланцевой добычи привёл к кардинальному изменению качественных характеристик сырья для НПЗ, вместе с тем трансформировав торговые потоки: американские НПЗ стали производить больше лёгких фракций нефтепродуктов. Профицит нефти, СУГов и бензина, появившийся с ростом переработки лёгкой нефти в 2010-е годы, совпал с бумом нефтехимической промышленности в Китае, Индии, Южной Корее и в других странах азиатского региона. Таким образом, логично было направить переизбыток лёгких нефтепродуктов из США и в целом из структурно перенасыщенного Атлантического бассейна в Азию. Рост экспорта не заставил себя ждать.

Чистый импорт бензина в США в размере 470 тыс. барр./сут. в 2005 г. трансформировался в чистый экспорт из США в 843 тыс. баррелей в сутки в 2018 г.. Чистый импорт СУГов (этана пропана, бутана) и нефти в 2005 г. также трансформировался в чистый экспорт в 1.4 миллиона баррелей в сутки в 2018 г., в основном на азиатские рынки: в Китай, Японию и Южную Корею.³²

На сегодняшний день способность американских НПЗ к переработке большего количества лёгкой сланцевой нефти практически исчерпана. В 2018 г. американские НПЗ переработали рекордные объёмы с фактором загруженности свыше 94 % во второй половине года.³³ Поэтому дальнейший рост экспорта американской лёгкой сырой нефти неизбежен и будет проходить ускоренными темпами, учитывая, что пропускная способность портов Мексиканского залива вырастет с 3,5 млн барр. в сутки в первом квартале 2019 г. до 6,5 млн барр./сут. к середине 2020 г.³⁴ Целевым рынком для неё снова будет Азия, где наблюдается наиболее интенсивный рост нефтеперерабатывающих мощностей.

Рост экспорта с одновременным падением импорта как нефти, так и нефтепродуктов обернётся для североамериканского континента в целом самодостаточностью в жидких углеводородах, хотя США продолжают импортиро-

³² Energy Information Administration, US net imports of petroleum products https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_net_i_a_EPP0_IMN_mbbldpd_m.htm

³³ Energy Information Administration, Refinery Utilization and Capacity, https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_unc_dcu_nus_m.htm

³⁴ Rystad Energy Oil Market Balances Report, August 2019

вать тяжёлую нефть. По прогнозу IEA, к 2024 г. США будут экспортировать до 4,2 млн барр./сут. сырой нефти, что поставит страну на четвертое место в ряд крупнейших экспортёров после Саудовской Аравии, России и Ирака. Чистый экспорт сырой нефти и нефтепродуктов по морским путям (net seaborne exports) к 2024 г. составит более 4 млн барр./сут.³⁵ Согласно анализу Rystad Energy, США станут чистым экспортёром нефти и нефтепродуктов уже к четвертому кварталу 2020 г., а к 2025 г. страна станет чистым экспортёром сырой нефти, с вытекающими из этого экономическими и геополитическими последствиями.³⁶

В общих чертах, произойдёт переориентация торговых потоков нефти и нефтепродуктов. Если в 2000–2010 гг. в структуре роста добычи и потребления преобладали страны вне ОЭСР — в основном развивающиеся страны «востока», включая Ближний Восток, Индию, Китай и другие, то в 2010–2020 гг., а затем и в 2020–2030 гг. рост добычи в основном сконцентрируется в странах ОЭСР, главным образом в США. Рост потребления будет в основном наблюдаться в Индии, Китае и других восточноазиатских странах вне ОЭСР. (Рис. 6.8). Также следует отметить, что в отрезке между 2020 и 2030 годом ожидается существенное сокращение спроса в странах ОЭСР, главным образом в Западной Европе и в США.

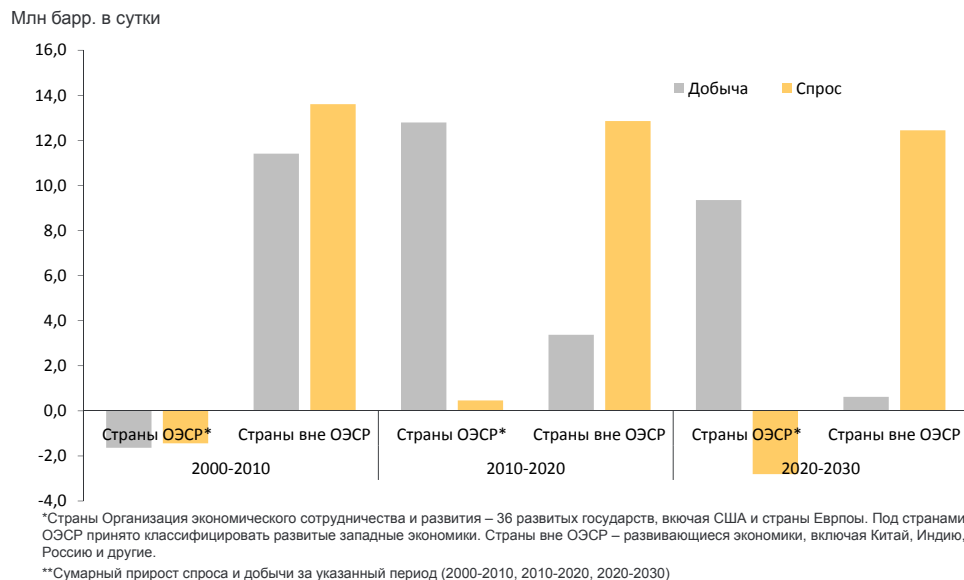


Рисунок 6.8. Суммарный прирост мировой добычи и потребления жидких углеводородов по группам стран, млн барр./сутки

Источник: Rystad Energy OilMarketCube

³⁵ International Energy Agency Oil Market Report Series 2019, February 2019

³⁶ Rystad Energy Oil Balances Report, August 2019

Таким образом, сланцевая добыча разворачивает торговые потоки на мировом нефтяном рынке, что также способствует конкурентоспособности американского сектора нефтепереработки и усиливает конкуренцию на азиатских рынках нефти и нефтепродуктов. В финансовой плоскости это означает также разворот денежных потоков: направление нефтедолларов на «восток» сменится направлением на «запад», а значит ресурсная рента будет всё больше извлекаться в странах Запада, тогда как в странах Востока будут развиваться нефтеперерабатывающие и нефтехимические центры, а также всё острее стоять вопрос энергетической безопасности.

Трансформация нефтяного рынка — перманентный процесс: «суперцикл» на рынке нефти в 2000-х сменился эпохой управления рынком ОПЕК и выздоровления от глобального финансового кризиса. Затем лейтмотивом конца 2010-х явилось становление и бурный рост сланцевой добычи. Предстоящее десятилетие обещает быть особенно интересным. Оно будет проходить под флагом энергетической самодостаточности США, «энергетического перехода» и замедления роста мирового спроса на нефтепродукты, усиливающейся конкуренции производителей и перенаправлением торговых потоков. Также в ближайшие годы, возможно, оформится стратегия ОПЕК по отношению к сланцам, и мы получим ответ на вопрос, сможет ли американская сланцевая индустрия приносить прибыль инвесторам и демонстрировать устойчивый рост добычи одновременно. Ясно одно: ряд изменений на глобальном нефтяном рынке не ограничен только теми, что описаны в этой главе, и следует ожидать новых витков трансформации рынка в будущем.

Глава 7. Сланцевая революция в США и трансформация WTI

*П.Б. Катюха
Ю.В. Цветаев*

Сланцевая революция в США привела в движение весь мировой энергетический рынок, поставив перед ним множество вопросов, в частности, вопрос о перспективах создания нового ценового эталона для растущих объёмов американского нефтяного экспорта. Это стало бы самым серьёзным изменением в данной области с момента создания примерно 30 лет назад современной системы ценообразования на мировом рынке нефти.

Ответ на этот вопрос зависит от ряда факторов. Во-первых, в какие сроки американским компаниям удастся построить ориентированную на экспорт транспортно-логистическую инфраструктуру, которая бы позволила завоевать новые рынки за рубежом. Во-вторых, получится ли конвертировать успехи, достигнутые при формировании экспортного потока, в новое качество североамериканского ценового эталона WTI с тем, чтобы он смог адекватно обслуживать возникающий рынок танкерных перевозок одноименной нефти.

Но прежде чем перейти к рассмотрению данной проблематики по существу, необходимо кратко остановиться на некоторых основных чертах современной системы ценообразования на мировом рынке нефти, сформировавшейся во второй половине 1980-х.

До этого практически единственным типом контрактов в этом сегменте были долгосрочные соглашения купли-продажи крупных объёмов сырья, предусматривавшие регулярный пересмотр цен через оговоренные временные интервалы, притом, что внутри такого периода (чаще всего квартала) они оставались неизменными. После 1981 года большинство стран Запада, являвшихся крупнейшими покупателями нефти, встали на путь дерегулирования нефтяной отрасли: работающие в ней компании получили значительную свободу ведения деловых операций, в частности, в вопросах ценообразования. Одним из следствий этого решения стало появление на международном рынке нефти — в дополнение к долгосрочным соглашениям (long-term contracts) — разовых краткосрочных контрактов, получивших название сделок «спот» (spot contracts)³⁷.

³⁷ Сделками «спот» (spot contracts) на мировом рынке физической нефти, в противоположность долгосрочным контрактам (long-term contracts), называют контракты на поставку единичной партии этого сырья, дата которой известна в момент заключения такой сделки. Их также принято называть «сделками с немедленной поставкой» (transactions for immediate delivery), хотя от даты заключения контракта до даты поставки может пройти больше месяца. На разных региональных рынках этот интервал может быть разным. Кроме того, на него оказывает серьёзное влияние способ транспортировки: в случае трубопроводных поставок этот интервал, как правило, меньше, а в случае танкерных — больше.

Несмотря на незначительную долю рынка, которую занимают спотовые операции, именно они воспринимаются его участниками как отражение текущей рыночной стоимости нефти, и с середины 1980-х годов продавцы и покупатели в контрактах купли-продажи физического сырья стали всё чаще указывать плавающие цены, рассчитываемые по формуле, в основу которой стали закладывать стоимость нефти на рынке «спот».

Ещё одним следствием дерегулирования в нефтяной отрасли стала недоступность для продавцов и покупателей достоверных и исчерпывающих данных не только о текущем состоянии рынка в целом, но, в частности, и о ценах по сделкам, совершаемым в том же его сегменте, в котором действовали они сами.

В этой ситуации им приходилось полагаться не на собственные выводы, а на коллективное мнение рынка. Для его выявления потребовалось разрабатывать и применить новые, ранее не использовавшиеся механизмы. Выразителем видения рынка были признаны компании, не участвующие в операциях купли-продажи, а занимающиеся сбором, анализом и последующим распространением рыночной информации. Первоначально речь шла о простом телефонном «обзвоне» участников рынка. Затем ряд фирм, специализировавшихся на подобных услугах и получивших название «ценовые агентства» (price reporting agencies — PRAs), разработал специальные методики оценки стоимости нефти на рынке «спот». Эти методики существенно отличаются друг от друга: каждое агентство видит рынок нефти по-своему. Наиболее известными на нефтяном рынке ценовыми агентствами стали Argus (Argus Media) и Platts (S&P Global Platts).

Результатом сложного процесса оценки (price assessment) являются так называемые «публикуемые цены» (published prices), которые участники рынка нефти признают справедливой рыночной ценой физической нефти той или иной марки по состоянию на дату её публикации ценовым агентством.

Так как в момент формирования новой системы ценообразования крупнейшими в мире покупателями были Евросоюз и США, то и участников рынка интересовала прежде всего нефть, приобретаемая ими, причём как добываемая на их территории, так и импортируемая. В результате цены на все сорта нефти в мире стали формироваться с привязкой к ценам двух сортов лёгкой низкосернистой нефти: североморской Brent и североамериканской WTI с центром добычи на западе штата Техас. Их стали именовать эталонными, или маркерными сортами нефти.

Одновременно на основе рынка физического товара (долгосрочного и спотового) началось формирование нефтяного форвардного и фьючерсного рынков: в 1981 году на рынке марки Brent появились первые форвардные контракты, в 1983 году Нью-Йоркской товарная биржа (NYMEX) запустила фьючерсный контракт на лёгкую американскую нефть, а в 1988 году на лондонской Международной нефтяной бирже (IPE) началась торговля по фью-

черсу на североморский сорт Brent. Цена исполнения обязательств этих производных финансовых инструментов (ПФИ) ориентирована на цену физической нефти двух названных выше марок. В 2001 году биржа IPE была приобретена американской биржевой группой Межконтинентальная биржа (Intercontinental Exchange Group — ICE Group), а в 2003 биржа NYMEX, сохранившая своё название, стала дочерней компанией Чикагской товарной биржи (CME).

Поэтому сегодня фьючерс на североморскую нефть, которым по-прежнему торгуют в Лондоне, называется ICE Brent Crude Futures (торговый код: B), а фьючерс на североамериканскую нефть, которым по-прежнему торгуют на Нью-Йоркской бирже, могут называть не только по наименованию биржи, на которой он торгуется (NYMEX), но и биржевой группы в целом: CME WTI futures. В дальнейшем к нефтяным форвардам и фьючерсам добавились свопы и опционы. Главной функцией рынков всех этих производных финансовых инструментов (ПФИ) стало страхование ценовых рисков продавцов и покупателей физической нефти.

В результате к началу 1990-х годов — в условиях отказа от прежде действовавшей системы ценообразования — на базе рынков нефти Западной Европы и Северной Америки сформировались **ценовые эталоны**, именуемые также **бенчмарками** (benchmark / price benchmark / pricing benchmark), североморской и западно-техасской легкой нефти.

Ценовым эталоном, получившим в настоящее время наибольшее распространение в мире в качестве важнейшего элемента формулы цены в договорах купли-продажи физической нефти самых разных марок, является **Dated Brent**, ежедневно публикуемая ценовым агентством Platts оценка североморской нефти на спотовом рынке танкерных партий. В основу его расчёта положен рынок форвардных контрактов на нефть одноимённой нефтяной корзины. Методика оценки названного бенчмарка сложна и многоступенчата, что вызвано сложностью выявления текущей цены танкерных партий.

Североамериканский ценовой эталон **WTI** значительно проще: он представляет собой цену исполнения обязательств (settlement price) по фьючерсному контракту Нью-Йоркской товарной биржи на одноимённый сорт нефти. Простота объясняется тем, что трубопроводная поставка отстоит от даты истечение «фьючерса WTI» на считанные дни и предполагает равномерную прокачку партии сырья в течение календарного месяца, в то время как отгрузка танкера (например, таких сортов как Brent, Dubai, Urals) отстоит от даты заключения контракта на несколько недель и занимает 3–5 дней.

После запуска в 2007 года на Дубайской товарной бирже фьючерса DME Oman Crude Oil Futures (торговый код: OQD) постепенно был сформирован ещё один ценовой эталон — на танкерные поставки экспортной смеси тяжёлых и средних по плотности марок высокосернистой нефти, добываемой в ряде арабских стран Персидского залива.

Таким образом, в основу трёх перечисленных выше бенчмарков положены три крупных потока нефти, которые стали называть «маркерными сортами»: (1) ряд марок лёгкой североморской нефти применительно к Dated Brent; (2) лёгкая западно-техасская для «фьючерса WTI» и (3) ряд марок тяжёлой высокосернистой нефти Персидского залива для Dubai.

Чем же ценовые эталоны (бенчмарки) отличается от иных ценовых индикаторов нефтяного рынка? Чтобы ответить на этот вопрос необходимо вернуться к принципиально важной характеристике мирового рынка нефти. Никто из его участников не обязан раскрывать и не раскрывает информацию о ценах по текущим сделкам купли-продажи физической нефти. Это вынуждает продавцов и покупателей придерживаться общепринятой практики, которая сводится к следующему: в таких контрактах — по причине возможности значительных ценовых колебаний — стороны указывают не фиксированную (fixed price), а плавающую цену (floating price). Сегодня цена договоров физического рынка, как правило, формульная, при том что для большинства сортов (кроме маркерных) формула состоит из ценового эталона и ценового дифференциала (скидки или надбавки) к нему.

Приведём пример формулы цены, широко распространённой на рынке танкерных партий, ориентированном на североморский ценовой эталон: цена по договору купли-продажи физической нефти марок, не относящихся к маркерным, принимается сторонами контракта равной (1) среднему арифметическому цены Dated Brent, публикуемой ценовым агентством Platts в течение 5 дней в период отгрузки танкера и близкие к нему даты: (два дня до даты коносамента) + (дата коносамента³⁸) + (два дня после даты коносамента) \pm (2) ценовой дифференциал (скидка/надбавка) относительно цены Dated Brent, либо публикуемый этим же агентством, либо оговорённый продавцом и покупателем в двустороннем порядке.

Таким образом, главными отличительными чертами нефтяного **ценового эталона (бенчмарка)** является, во-первых, **наличие котировки, выраженной абсолютной величиной X** (в случае нефти: «X долларов США за баррель»), но не в виде дифференциала (скидки или надбавки) к абсолютной цене, выраженного формулой $(X \pm \Delta)$, и, во-вторых, и это — главное, **готовность продавцов и покупателей физических объёмов нефти использовать эту котировку маркерного сорта в качестве основы формулы цены в своих контрактах купли-продажи «неэталонных» марок** (как долгосрочных, так и спотовых).

Что же касается ценовых дифференциалов, то для наиболее важных потоков «неэталонной» нефти (например, Urals) их также определяют мировые ценовые агентства.

³⁸ Морской коносамент (bill of lading) — это ценная бумага, представляющая собой товарораспорядительный документ, удостоверяющий право его держателя распоряжаться указанным в коносаменте грузом, сданным для морской перевозки, и получить этот груз после завершения перевозки. [1]

Выше были кратко упомянуты маркерные (эталонные) сорта нефти (benchmark crude/ marker crude/ reference crude) — значимые для крупного сегмента мирового рынка потоки физической нефти, цены которых служат базой расчёта цен ряда других сортов. Приведём определение данного понятия.

«Маркерный» сорт нефти — это сорт с определенными физико-химическими свойствами, используемый при определении котировочной цены нефти на том или ином региональном рынке. Впервые понятие маркерный сорт нефти появилось в экономической системе в 1980-х годах — это был сорт легкой мало-сернистой нефти США — WTI. Цены на остальные сорта определяются через дифференциалы к маркерным сортам нефти». [3]

Для формирования ценового эталона на основе того или иного сорта нефти последний должен отвечать ряду требований, без чего переход в разряд маркерных сортов невозможен. Перечислим, на наш взгляд, важнейшие из них:

- значительный объём добычи и продаж нефти данного сорта на мировом рынке, достаточный для того, чтобы оградить его участников от ценовых манипуляций;
- стабильное качество поставляемой на рынок нефти;
- развитая транспортно-логическая инфраструктура, обладающая надлежащими мощностями по транспортировке, хранению и отгрузке нефти, и не создающая проблем при её реализации, то есть обеспечивающая доступ к данному сорту большому числу международных покупателей;
- стандартизованные и используемые всеми участниками рынка общие условия (General Terms and Conditions — GTCs) контракта купли-продажи физической нефти, что, в частности, является условием возникновения вторичного рынка данного сорта.

При этом реальность мирового энергетического рынка такова, что любое отклонение одного из трёх основных маркерных сортов от перечисленных критериев практически всегда начинает трактоваться как кризис, который в самое ближайшее время приведёт прежде «эталонный» сорт к потере им своего статуса. Примером может служить необычайно широкое освещение в печати в декабре 2017 — январе 2018 года небольшой аварии на морском трубопроводе, перекачивающем в Великобританию нефть марки Forties, входящей в корзину Brent.

Формирование ценовых эталонов для североморской (Brent), ближневосточной (Dubai) и североамериканского (WTI) нефти шло по-разному. Остановимся на истории становления западно-техасского маркерного сорта WTI и одноимённого ценового эталона и том влиянии, которое оказала на них «сланцевая революция».

Важнейшей характеристикой рынка нефти США, на базе которого в своё время сформировался ценовой эталон WTI и нужды которого он в первую очередь обслуживал, является тот факт, что Соединённые Штаты уже много десятилетий являются крупнейшим в мире производителем и потребителем

жидкого углеводородного топлива. Многие годы основными районами нефтедобычи были прибрежный шельф Мексиканского залива и западные районы штата Техас.

При этом до начала 1970-х годов США почти полностью удовлетворяли свои потребности за счёт собственной нефти. Так, в 1970 году на долю импорта приходилось лишь 12 % всего потребления (423 млн барр./ 58 млн тонн), при том что собственная добыча составляла 3517 млн барр./ 482 млн тонн. Однако с середины 1980-х годов основной акцент был сделан на импорт: если в 1985 году собственная добыча (3274 млн барр./ 448 млн тонн) превышала импорт (1168 млн барр./ 160 млн тонн) в 2,8 раза, то в 2005 году она (1892 млн барр. / 259 млн тонн) была в 1,95 раза меньше импорта (3695 млн барр./ 506 млн тонн). В результате в течение 20 лет (1994–2013 годы) ввозимые из-за рубежа объёмы нефти превышали собственную добычу Соединённых Штатов. Положение изменилось лишь в 2014 году [8].

Столь высокая доля импорта решающим образом сказалось на территориальном размещении американских НПЗ и нефтяной транспортно-логистической инфраструктуре США. Основные объёмы нефти (как импортной — по морю из стран ОПЕК, так и собственной — с месторождений прибрежного шельфа) поступали на побережье Мексиканского залива, где оказалось сосредоточено более половины всех мощностей американской нефтепереработки. Вторым её центром стали штаты Среднего Запада.

В результате, на побережье Техаса и Луизианы было построено большое число морских терминалов, предназначенных для приёма нефти из-за границы. Здесь же осуществлялась отгрузка всё возрастающих объёмов продаваемой за границу продукции нефтеперерабатывающего кластера, выросшего на берегу Мексиканского залива (на протяжении последних десятилетий США являются крупнейшим в мире экспортёром нефтепродуктов).

Трубопроводные поставки нефти осуществлялись прежде всего в направлении НПЗ штатов Среднего Запада: добываемая относительно близко канадская нефть; импортируемая по морю нефть из стран ОПЕК; нефть, добываемая на шельфе Мексиканского залива, а также нефть западного Техаса. Так сформировалась сеть сухопутных трубопроводов, перекачивавшая нефть с юга на север вглубь материка. Её важнейшим узлом стал посёлок Кушинг (Cushing) в штате Оклахома. Здесь не только сходятся нефтепроводы, ведущие из западного Техаса и от побережья Мексиканского залива к НПЗ Среднего Запада США, но и расположены самые крупные в стране коммерческие хранилища нефти.

Именно в период перехода США к нефтеперерабатывающей промышленности, ориентированной на импортное сырьё, и строительства соответствующей транспортно-логистической инфраструктуры, началось формирование действующей сегодня системы ценообразования на нефть. И если в Западной Европе эталонной стала североморская нефть Brent, то в США решение было принято в пользу западно-техасской WTI.

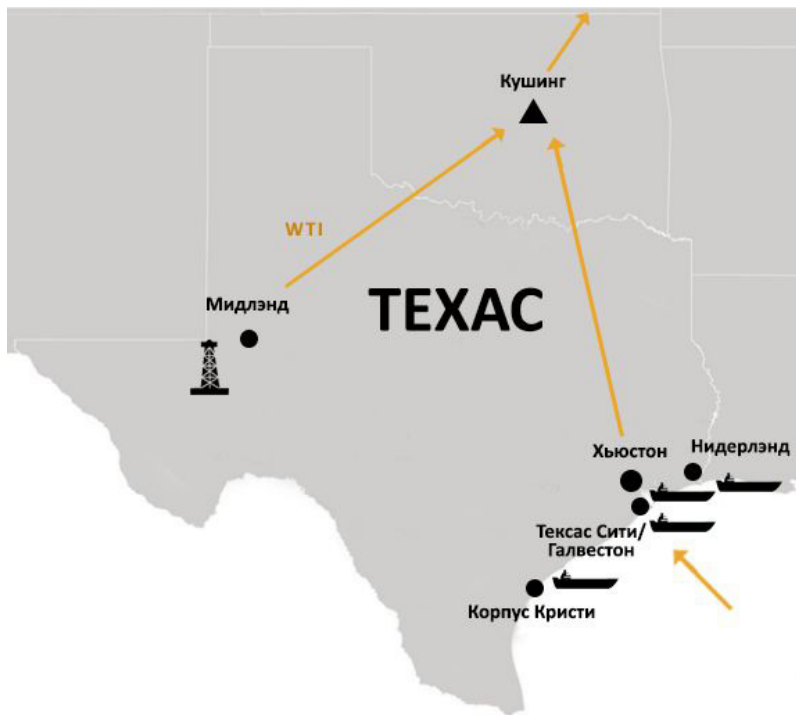


Рисунок 7.1. Основные направления транспортировки нефти и точка фиксации цены в Кушинге (2008 год)

В восьмидесятые и девяностые годы основным районом нефтедобычи США был Техас (в 2000-е он уступит пальму первенства шельфу Мексиканского залива, с тем чтобы в 2011 году вернуть лидерство себе), при том что в течение нескольких десятилетий самым крупным нефтяным потоком не только этого штата, но и Соединённых Штатов в целом, был и остаётся сегодня сорт West Texas Intermediate — WTI (дословно: «западно-техасская нефть со средним содержанием серы»). Необходимо иметь в виду, что сегодня WTI — это обобщённое название потока нефти, который образует целый ряд смесей различных лёгких и сверхлёгких марок с низким содержанием серы, смесей, получаемых как непосредственно в районах добычи, так и в нефтехранилищах в районе Кушинга.

Именно этот поток нефти и сформировал базисный актив «фьючерса WTI», который стал ценовым эталоном североамериканского рынка.

NYMEX Light Sweet Crude Oil Futures (торговый код: CL; дословно: «фьючерсный контракт Нью-Йоркской товарной биржи на лёгкую низкосернистую нефть») — именно так звучит полное наименование этого производного финансового инструмента, с 1983 года обращающегося на Нью-Йоркской товарной бирже (входящей в группу CME Group) [5]. Но так как наиболее крупным

физическом потоком, на котором был построен новый ПФИ, была нефть, добываемая в западных районах штата Техас и восточных районах штата Нью-Мексико, то его (не совсем корректно) стали называть «фьючерсом WTI», хотя поставки этой марки, о которой речь пойдёт ниже, были (до начала 2019 года) лишь одним из возможных вариантов исполнения продавцом своих обязательств по контракту.

«Фьючерс WTI» — поставочный фьючерс³⁹, рассчитанный на рынок трубопроводной нефти США, то есть изначально носивший прежде всего региональный характер. В тех случаях, если стороны по данному ПФИ принимают решение «выйти на физическую поставку» нефти (что случается крайне редко), такая поставка должна была осуществляться продавцом равномерно в течение календарного месяца, указанного в названии серии фьючерса (месяца поставки). Обращение самого фьючерса прекращается за 7–12 дней до начала соответствующего месяца поставки (в зависимости от выходных и праздничных дней и количества дней в месяце, предшествующем месяцу поставки).

Таким образом, дата фиксации цены данного ПФИ в последний день его обращения на Нью-Йоркской товарной бирже отстоит от фактических поставок на очень непродолжительный период, что в корне отличает «фьючерс WTI» от фьючерсов на танкерные партии (в частности, ICE Brent Crude Futures), дату отгрузки которых отделяет от последнего дня обращения соответствующей серии ICE Brent Crude Futures более чем месячный интервал, и осуществляется она, как правило, в течение трёх-пяти дней.

Поставки по трубопроводной системе значительно более оперативные и гибкие [7]. Покупатель, имеющий доступ к этой системе, может получить нефть в течение нескольких дней. При этом объём поставки варьируется в очень широком диапазоне, начиная с нескольких тысяч баррелей. С другой стороны, поставить сырьё в трубопроводную систему, даже в небольшом количестве, может любая компания, имеющая его в своём распоряжении и заключившая соответствующее соглашение с фирмой-оператором. Следует отметить, что данное обстоятельство существенно упрощает формирование ценового эталона при подобном способе транспортировки, так как способствует формированию спотового рынка с очевидным механизмом формирования спотовой цены.

Таким образом, в сбыте и покупках трубопроводной нефти могут принимать участие не только крупные компании, но средние и мелкие, причём это относится как к продавцам, так и к покупателям. Это ведёт к значительному

³⁹ По типу исполнения товарные фьючерсные контракты подразделяются на поставочные и расчётные. Если по условиям первого его продавец после окончания обращения на бирже соответствующей серии такого фьючерса (если до этого момента он не совершил на биржевом срочном рынке противоположно направленную сделку) обязан поставить продавцу базисный актив (в нашем случае, нефть оговоренной в условиях фьючерса марки), а покупатель обязан принять товар и оплатить его, то обязательства продавца и покупателя расчётного фьючерса ограничены выплатой (в денежной форме) так называемой вариационной маржи.

числу участников рынка западно-техасской нефти WTI с поставкой в Кушинге. Этому также способствует тот факт, что в нефтедобыче США представлено большое количество так называемых «независимых» нефтяных компаний (independent oil companies), то есть компаний, не имеющих собственных мощностей по нефтепереработке, в отличие от вертикально-интегрированных нефтяных ТНК (oil majors). Множество сделок, постоянно совершаемых большим числом продавцов и покупателей, а также небольшой интервал, отделяющий последний день обращения «фьючерса WTI» от начала периода поставки, и равномерность поставок в течение месяца поставки привели к возникновению достаточно простой модели ценообразования на данном рынке: ценовым эталоном для сорта WTI стала цена исполнения обязательств по одноимённому фьючерному контракту Нью-Йоркской товарной биржи.

С танкерными поставками в целом и со сделками с североморской нефтью, в частности, дело обстоит иначе. График отгрузок морских терминалов, как правило, составляется на календарный месяц (назовём его месяц М), при этом во многих случаях доводится до сведения продавцов нефти в конце месяца М-2. Таким образом, ни продавец, ни покупатель не имеют возможности заранее зафиксировать дату поставки сырья. Вторая важная особенность — размер поставочной партии (от 80 тысяч до 280 тысяч тонн). Эти обстоятельства автоматически ведут к тому, что число участников и количество сделок на таких рынках невелико и в него входят лишь крупные корпорации. Это важное ограничение накладывает на структуру рынка сама природа морских перевозок нефти.

Таким образом, факторы, способствующие успешному развитию рынка нефти, поставляемой трубопроводным транспортом, (в данном случае — большое число продавцов — мелких и средних «независимых» нефтедобывающих компаний — и достаточно большое число покупателей) являются препятствием для формирования рынка танкерных поставок.

Описанные выше различия ведут к тому, что и система ценообразования на рынке танкерных поставок нефти не столь прямолинейна, как на рынках трубопроводных поставок. Рассмотрим её на примере ICE Brent Crude Futures. Обращение той серии фьючерсного контракта, которая соответствует месяцу поставки М, заканчивается в последний рабочий день месяца М-2. В этих условиях цена такого фьючерса может заметно отличаться (и в большинстве случаев отличается) от цены физической партии, поставляемой в текущую дату (то есть одну из дат месяца М-2). Поэтому цену такого фьючерса без каких-либо поправок невозможно использовать для целей страхования ценового риска. На рынке североморской нефти такие же даты истечения срока действия (последний рабочий день М-2 для контракта на месяц М) имеют и форвардные контракты (Cash BFOE) на танкерные партии нефти. Для приведения цены форварда к цене на текущую дату ценовые агентства используют сложную систему краткосрочных свопов CFDs, в которых нет необходимости в случае поставок с использованием трубопроводного транспорта.

Ещё одним важным параметром нефтяных фьючерсных контрактов является «точка поставки» базисного актива (*designated delivery point / location / hub*) — терминал (группа терминалов одного хаба), где, по условиям договора купли-продажи физической нефти, заключённого в порядке исполнения обязательств по фьючерсу, покупатель (в случае совершения сделки купли-продажи на основе ПФИ) получает приобретённое сырьё. Такой терминал представляет собой точку фиксации цены (*pricing point*) на соответствующем рынке. Учитывая центральное место, которое в трубопроводной системе США играл посёлок Кушинг, именно он и стал таким хабом («точкой поставки») для «фьючерса WTI», даже несмотря на то, что целевые рынки нефти находились на достаточном удалении от данного населённого пункта.

«Отрыв» точки поставки (в данном случае — Кушинга) от фактической точки фиксации цены физического рынка импортной нефти (в данном случае — терминалы побережья Мексиканского залива) стал серьёзной проблемой для ценового эталона WTI.

К осени 2009 года ситуация настолько обострилась, что Saudi Aramco, государственная нефтяная компания Саудовской Аравии, крупнейшего экспортёра нефти в мире, приняла решение отказаться от использования цены WTI в своих контрактах с потребителями в США и переключиться на индекс ASCI (*Agrus Sour Crude Index*), публикуемый агентством Аргус для нефти с высоким содержанием серы, который точнее отражает качественные характеристики саудовского сырья. В течение полугода примеру Саудовской Аравии последовали Кувейт и Ирак. Это стало тяжелейшим ударом по североамериканскому бенчмарку, тем более эти события происходили на фоне падения в течение всего предыдущего десятилетия добычи маркерного сорта WTI. Как и следовало ожидать, в результате существенно укрепились позиции североморского ценового эталона Brent.

Однако в том же 2009 году происходят события, которые в дальнейшем в корне изменяют ситуацию: в Соединённых Штатах начинается сначала постепенный, а затем стремительный рост добычи нефти, вызванный массовым использованием технологий, позволяющих добывать трудноизвлекаемую нефть из малопроницаемых пластов (*tight oil*⁴⁰). В США развернулась сланцевая революция в сфере добычи углеводородов [2].

Вызванное ею наращивание объёмов добычи в Соединённых Штатах стало причиной резкого обострения борьбы на мировом рынке нефти [6]. Применительно к нефтяной рыночной инфраструктуре это обострение выразилось в кардинальном изменении соотношения сил между североморским и западно-техасским ценовыми эталонами. В какой-то мере можно сказать, что Brent и WTI поменялись местами: перспективы первого сегодня вызывают всё боль-

⁴⁰ Согласно терминологии, принятой в Управлении энергетической информации (EIA) министерства энергетики США, сланцевая нефть обозначается сочетанием 'tight oil', в то время как сланцевый природный газ — 'shale gas'. [9]

ше вопросов, а потенциал второго (правда, не до конца ещё ясный) порождает надежды на то, что позиции на мировых энергетических рынках, утраченные им в 2009 году, в обозримом будущем будут отвоёваны.

Как же изменился WTI и весь североамериканский рынок нефти с началом сланцевой революции?

Использование новых технологий бурения позволило США нарастить добычу нефти более чем вдвое: с 1 830 млн барр. / 250 млн тонн в 2008 году до 4 001 млн барр. / 550 млн тонн в 2018 году [10]. Важно отметить тот факт, что при этом кардинально изменилась и география американской нефтедобычи. Если в 2000-х годах основным её центром был шельф Мексиканского залива, то с началом сланцевой революции в США этот район потерял своё прежнее значение, и сегодня всеобщее внимание приковано к сообщениям из западного и южного Техаса и восточной части штата Нью-Мексико, где расположен Пермский нефтегазоносный бассейн (Permian basin), включающий три группы месторождений: бассейн «Мидлэнд» (Midland), бассейн «Делавэр» (Delaware) и платформу Центрального Бассейна (the Central Basin Platform).

Западный Техас — малонаселённая местность, не имеющая развитой промышленности. В частности, там довольно слабо развита нефтепереработка. Поэтому практически вся товарная нефть поставляется отсюда в те районы США, которые являются крупными потребителями этого сырья. До недавнего времени основным её получателем были НПЗ штатов Среднего Запада (крупнейший потребитель — Чикаго). Масштабных поставок нефти из западного Техаса в прибрежные районы Техаса и Луизианы не предусматривалось: указанные центры нефтепереработки и транспортировки нефти имели собственную ресурсную базу в виде нефти южно-техасской нефтегазовой провинции Игл-Форд (Eagle Ford); нефти, добываемой на шельфе Мексиканского залива (Federal Offshore Gulf of Mexico) и импортной нефти. Отметим, что уже более 70 лет Соединённые Штаты являются нетто-импортёром нефти и до 2016 года по этому показателю занимали первое место в мире [11]. Основной поток иностранной нефти идёт через побережье Мексиканского залива. Например, в марте 2007 года прибрежные штаты Мексиканского залива импортировали иностранной нефти в среднем по 6,6 млн барр./сутки [12], при том что общий объём импорта нефти в США за месяц составил 321,78 млн барр. / 44 млн тонн, то есть в среднем более 10,3 млн барр./сутки [13].

Резкий рост добычи и тот факт, что лёгкая сланцевая нефть (включая нефть из Пермского нефтегазового бассейна) не являются с точки зрения качества оптимальной для большинства американских НПЗ, привели к тому, что всё большие объёмы не находили сбыта на рынке Северной Америки. Это с неизбежностью привело к выталкиванию избыточных объёмов за пределы страны.

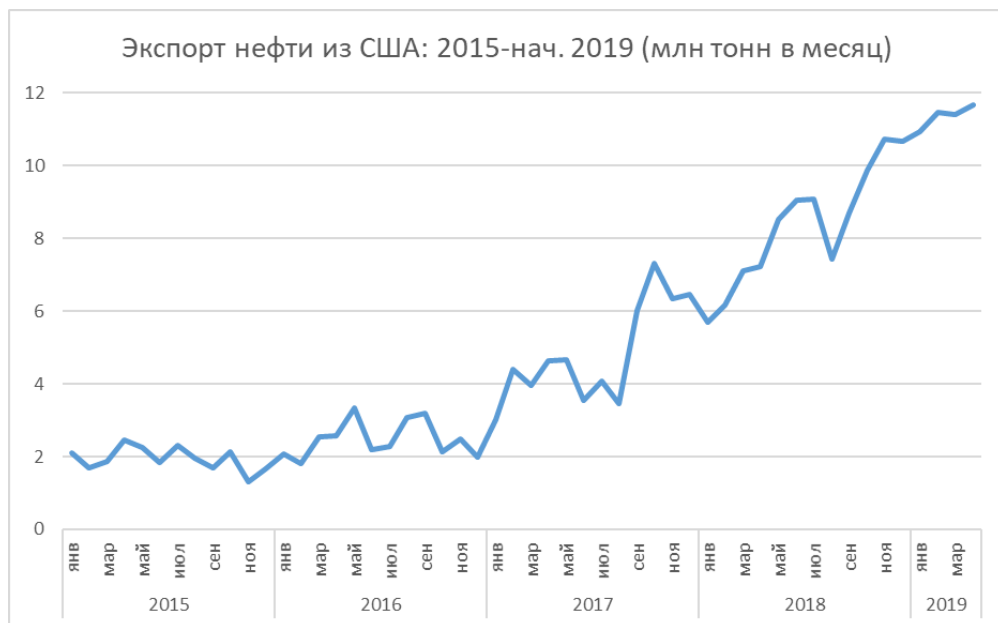


Рисунок 7.2. Рост экспорта нефти из США (2015 г. — начало 2019 г.), млн т в месяц

Источник: U.S. Energy Information Administration.

Именно поэтому в декабре 2015 года американские законодатели сняли большинство ограничений на экспорт нефти, добытой в США, действовавших последние сорок лет. Начинается стремительный рост нефтяного экспорта.

Биржевой товар — это товар стабильного качества, отвечающий требованиям, зафиксированным в утверждённой биржей спецификации биржевого контракта (фьючерса или биржевого опциона). Это в полной мере относится и к биржевому рынку нефти. Однако природа любой «трубопроводной марки нефти» такова, что проблемы поддержания качества возникали и возникают у WTI постоянно. Из Пермского нефтегазоносного бассейна по двум основным маршрутам: (1) в направлении Кушинга и (2) к побережью Мексиканского залива, идёт несколько трубопроводов, принадлежащих разным компаниям. Более того, в ёмкостях по хранению нефть смешивается с целью получения тех или иных смесей.

Нестабильное качество ведёт к неопределённости, которая, в свою очередь, неблагоприятно сказывается на цене. С ростом добычи проблема неспособности американских поставщиков обеспечить стабильное качество нефти вышла на совершенно новый уровень: началось дробление маркерного сорта WTI на более мелкие потоки. С появлением новых рынков сбыта и новых марш-

рутов доставки на эти рынки большому числу мелких сланцевых производителей стало всё труднее обеспечивать соблюдение параметров, оговоренных «фьючерсом WTI».

Согласно спецификации (условиям) этого фьючерсного контракта, вплоть до 2019 года допускалась поставка любой из шести марок нефти (в том числе WTI), добываемой в США, равно как и любой из пяти иностранных марок (включая Brent). Нефть, удовлетворяющую требованиям фьючерса, именовали NYMEX Crude.

Это могла быть (1) нефть марки WTI, поступившая в Кушинг из западного Техаса, получившая название WTI at Cushing, (2) любая из пяти иных оговоренных марок, добываемых в США, (3) смесь указанных выше марок, получившая название Domestic Sweet (DSW) и (4) любая из пяти марок импортной нефти (foreign crudes).

Американские сорта, которые до 2019 года было разрешено поставлять по данному фьючерсу, должны были отвечать целому ряду характеристик, важнейшими из которых являются плотность (37–42 API, то есть от 816 кг/м³ до 840 кг/м³) и содержание серы (не более 0,42 % по массе). При этом было запрещено поставлять нефтяную смесь, одним из компонентов которой является иностранная нефть. Базисным активом «фьючерса WTI» является нефть, поставляемая по трубопроводной системе, поэтому нефть в Кушинге в целом ряде случаев сугубо по технологическим причинам является смесью разных, причём необязательно разрешённых контрактом, марок нефти.

Более того, практически ничто не мешало продавцу смешать разные марки как при поставке сырья в трубопроводную систему, так и при хранении в Кушинге. Подобная практика оказалась столь распространённой, что продукт смешивания тяжёлых и сверхлёгких марок, не отвечающих требованиям фьючерса, но имеющий необходимую плотность и содержание серы, получил в США специальное название: «гантель» (dumbbell crude). Такое сырьё не позволяет получать значительного количества средних дистиллятов, но даёт большой выход лёгких дистиллятов и мазута, то есть, подобно гантели является «тяжёлым» с двух сторон и «лёгким» посередине.

Важным обстоятельством в этой связи является то, что практика смешения различных марок нефти самым серьёзным образом сказывалась на цене: даже в Кушинге, точке фиксации цены, абстрактная NYMEX Crude чаще всего стоила дешевле WTI Cushing, которая, в свою очередь, заметно (иногда почти на доллар США за баррель) уступала WTI (которая сама по себе обычно является смесью), поступавшей в Кушинг с месторождений западного Техаса с гарантией отсутствия «нетехасских» примесей.

Таким образом, покупатель нефти по «фьючерсу WTI» Нью-Йоркской товарной биржи на практике не знал, какую конкретно нефть предоставит продавец в случае, если дело дойдёт до поставки физического товара.

Наращивание начиная с 2009 года объёмов добычи и новые пути транспортировки лишь увеличили качественное многообразие западно-техасской нефти, объединённой под общим названием WTI. Именно поэтому с начала 2019 года Нью-Йоркская товарная биржа исключила из списка марок, поставка которых допускается по «фьючерсу WTI», все иностранные, а также большинство местных марок, кроме собственно западно-техасской лёгкой низкосернистой. Кроме того, список контролируемых качественных характеристик WTI был расширен с 7 до 12, что также поставило маркерный сорт в более жёсткие рамки с точки зрения его качества.

Однако рост добычи и сохраняющиеся «узкие места» в трубопроводной системе США привели к формированию трёх отличных друг от друга рынков лёгкой низкосернистой нефти, добытой в Пермском бассейне. Соответственно, если ещё несколько лет назад Кушинг был единственной точкой фиксации цены сорта WTI, то сегодня таких точек стало три: Кушинг (цена в «точке поставки» по «фьючерсу WTI»), Мидлэнд (цена в районе добычи); и Хьюстон (цена при поставке на НПЗ или при погрузке на танкер). Нельзя исключать того, что в ближайшие годы к ним в этом качестве присоединится южно-техасский порт Корпус Кристи.

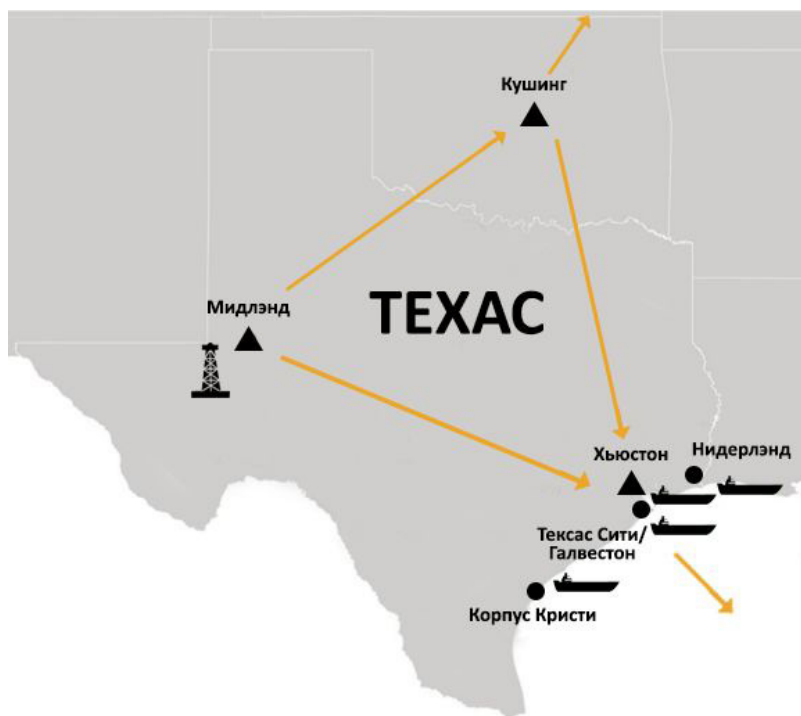


Рисунок 7.3. Основные направления транспортировки и три точки фиксации цены сорта WTI (2018 г)

По традиции марки нефти в мире в большинстве случаев называют по наименованию месторождения или же наименованию местности, где они расположены. Западно-техасский сорт WTI был назван именно по этому принципу. Однако в США возможны и другие варианты, например, по названию трубопроводной системы, по которой идёт подача сырья потребителю. Наиболее известными примерами подобного рода, наверное, являются марки нефти Mars и Poseidon. Есть и ещё один вариант: назвать марку нефти по «точке фиксации цены» (pricing point), то есть по наименованию нефтяного хаба, с привязкой к которому заключается значительное число контрактов на поставку нефти. Этот вариант стал всё чаще использоваться для обозначения разных потоков WTI.

Перечислим некоторые из них:

NYMEX WTI / Cushing WTI/ WTI Cushing — WTI, отвечающая требованиям фьючерсного контракта, запущенного в марте 1983 году Нью-Йоркской товарной биржей (NYMEX) с поставкой в Кушинге, доставляемая туда по трубопроводам компаний Enterprise Products Partners или Enbridge Pipeline;

Permian WTI — WTI, напрямую доставленная из западного Техаса на терминал компании Magellan Midstream Partners в Хьюстоне по трубопроводам этой компании; является базисным активом фьючерса (код: HOU) Межконтинентальной биржи (ICE), запущенного в октябре 2018 года;

WTI Houston — WTI, напрямую доставленная из западного Техаса на терминалы компании Enterprise Products Partners в Хьюстоне по трубопроводу этой компании; является, в частности, базисным активом фьючерса (код: HCL) Нью-Йоркской товарной биржи (NYMEX), запущенного в ноябре 2018 года;

Midland-grade WTI — WTI, доставленная к месту продажи напрямую из западного Техаса и не имеющая добавок после её подъёма на поверхность;

WTI Midland — WTI в точке фиксации цены в городке Мидлэнд на западе штата Техас, в непосредственной близости от места её подъёма на поверхность;

WTI MEH — WTI, напрямую доставленная из западного Техаса на терминал компании Magellan Midstream Partners в Хьюстоне; обозначение, в частности, использует ценовое агентство Platts;

WTI FOB USGC — WTI, напрямую доставленная из западного Техаса на любой из терминалов на берегу Мексиканского залива; обозначение использует ценовое агентство Platts;

WTI Cactus — WTI, напрямую доставленная по трубопроводам Cactus из западного Техаса на терминалы в городе Корпус-Кристи на юге штата Техас.

Важно отметить, что различия между перечисленными выше потоками WTI не сводятся лишь к наименованию, месту оценки или отгрузки. Отличаются они и по качеству. Нагляднее всего это демонстрирует сравнение качественных характеристик WTI, являющейся базисным активом трёх перечисленных выше фьючерсных контрактов Нью-Йоркской товарной биржи (NYMEX) и Межконтинентальной биржи (ICE) [14]:

Таблица 7.1. Сравнение качественных характеристик WTI
по разным контрактам

Наименование марки нефти	Наименование и торговый код фьючерсного контракта	Плотность нефти в градусах API	Максимальное допустимое содержание серы
NYMEX WTI / Cushing WTI / WTI Cushing	NYMEX Light Sweet Crude Oil Futures (CL)	37° – 42° API (816–840 кг/м³)	0,42 %
WTI Houston	NYMEX WTI Houston Crude Oil Futures (HCL)	40° - 44° API (806–825 кг/м³)	0,275 %
Permian WTI	ICE Permian WTI Futures (HOU)	36° – 44° API (806–845 кг/м³)	0,45 %

При этом типичная плотность нефти, добываемой в Пермском бассейне, составляет 38–42 градусов API (816–835 кг/м³) [15].

Разница по качеству является не единственной проблемой WTI. Стремительный рост добычи обострил давнюю болезнь транспортно-логистической системы США: она крайне медленно реагирует на меняющуюся реальность с направлениями и объёмами потоков нефти. В последние 3–4 года появились новые «узкие места», прежде всего, при поставках из западного Техаса. Наглядным примером является ситуация с ценами в местах добычи: в августе 2018 года разница между ценой нефти WTI Midland (Мидлэнд — точка фиксации цены в Пермском нефтегазовом бассейне) и ценой «фьючерса WTI» («спрэд», получивший обозначение <WTC-WTM>) достигала 18,25 доллара США [16].

Все описанные выше изменения не могло остаться без внимания компаний, играющих ключевую роль в ценообразовании на мировом рынке нефти: двух ведущих мировых ценовых агентств (Argus и Platts) и двух крупнейших товарных бирж (CME и ICE).

В июле 2018 года на интернет-сайте ICE появилось небольшое объявление: в третьем квартале биржа планирует запустить поставочный фьючерсный контракт на нефть марки Permian WTI с поставкой в Хьюстоне. На мировом рынке нефти ICE известна как биржа, на которой обращается фьючерс на североамериканскую нефтяную корзину Brent, индекс на который является частью одноимённого ценового эталона, который, как считает целый ряд специалистов, лежит в основе большинства контрактов купли-продажи физической нефти в мире. Сорт WTI всегда был сферой компетенции другой ведущей биржевой группы — Чикагской товарной биржей (CME), чья дочерняя компания — Нью-Йоркская товарная биржа (NYMEX) — уже много лет является местом проведения торгов «фьючерсом WTI» с поставкой в Кушинге. Таким образом, ICE вторглась в область ценообразования на ведущий сорт североамериканской нефти, что, в силу сложившейся практики, считалось прерогативой CME.

Сообщение о планах по выпуску фьючерса с новой маркой Permian WTI ознаменовало собой, во-первых, начало открытой борьбы за создание ценовых индикаторов нефти, экспортируемой США с побережья Мексиканского залива, то есть товара, которого в нынешнем виде не существовало на рынке буквально 4–5 года назад, и, во-вторых, формализовало дробление некогда единого маркерного сорта WTI на несколько потоков. В результате, с лета 2018 года сорт West Texas Intermediate перестал однозначно ассоциироваться с WTI Cushing.

В октябре 2018 года эти планы были реализованы ICE: новый фьючерс был запущен и получил название ICE Permian WTI Crude Futures (HOU).

В сентябре 2018 года чикагская CME, желая не отставать от своего основного конкурента, сделала аналогичное заявление, и в ноябре на Нью-Йоркской товарной бирже был запущен фьючерсный контракт NYMEX WTI Houston Crude Oil Futures (HCL).

Также в сентябре 2018 года о своей готовности самым активным образом заняться вопросами ценообразования на морской нефтяной экспорт Соединённых Штатов заявили ценовые агентства Argus и Platts. Первое сообщило участникам нефтяного рынка о начале публикаций ценовых оценок Argus WTI fob Houston и Argus WTI cfr применительно к китайскому порту Нинбо (Ningbo), а второе — о запуске сразу четырёх оценок двух марок лёгкой техасской нефти (WTI Midland и Eagle Ford 45) в порты Северного и Средиземного морей, причём не на условиях поставки FOB, а на условиях поставки DAP, то есть с точками фиксации цены в портах Западной Европы.

Если CME и Argus смогут из вновь появляющихся ценовых индикаторов создать полноценный ценовой эталон для морской торговли нефтью, они кардинально усилят свои позиции и смогут составить серьёзную конкуренцию североморскому бенчмарку Brent, который в последние годы вновь сталкивается с проблемами, преследовавшими его большую часть его 30-летней истории.

Кратко их можно описать следующим образом:

(1) Снижение объёмов добычи в Северном море.

Основным ответом на эту проблему стало расширение списка североморских марок лёгкой нефти, включённых в маркерный сорт Brent, который сегодня представляет собой нефтяную корзину. Подобные расширения проводились не единожды:

- 1990 — к собственно сорту Brent добавлена марка Ninian; появление смеси Brent;
- 2002 — к смеси Brent были добавлены марки Forties и Oseberg; Brent трансформировался в корзину BFO (по названию входящих в неё марок);
- 2007 — к марке Forties добавлена марка Buzzard, а к корзине BFO добавлена марка Ekofisk; корзина BFO трансформировалась в корзину BFOE.
- 2018 — к корзине BFOE добавлена марка Troll; корзина BFOE трансформировалась в корзину BFOET.

- С 1 октября 2019 года агентство Platts планирует начать учитывать в своей системе оценки стоимости пяти входящих в корзину Brent марок североморской нефти заявки на покупку на условиях поставки '*CIF, Роттердам*', при том что ранее для этих целей учитывались лишь сделки и заявки на покупку и продажу на условиях поставки '*FOB, Северное море*'.

Включение новых сортов лишь смягчило проблему падающей добычи нефтяной корзины Brent, объём которой сегодня существенно ниже целого ряда наиболее мощных нефтяных потоков, включая российский Urals, западно-канадский WCS и западно-техасский WTI. Можно ожидать, что именно на этом направлении Brent ожидают наиболее серьёзные неприятности.

(2) Различия в качестве марок нефтяной корзины Brent.

Включение в нефтяную корзину Brent различных марок вынудило ценовое агентство Platts ввести премии за качество для трёх марок (Ekofisk, Oseberg и Troll), ранее в неё не входивших (quality premia — QPs), и «де-эскалатор за повышенное содержание серы» (sulphur de-escalator), а по сути скидку, для четвёртой марки (Forties), также ранее не входившей в корзину.

Таким образом, в своей эволюции корзина Brent проделывает путь, прямо противоположный сорту WTI: если усиливающийся в последнее время западно-техасский поток для поддержания объёмов добычи не нуждается в «поддержке» других марок (более того, они с 2019 года более не входят в его состав) и при этом сам распадается на отдельные более мелкие потоки, то слабеющий Brent, наоборот, агрегирует всё новые и новые отличные по качеству марки Северного моря, что порождает для него новые проблемы.

Однако вернёмся к берчмарку WTI. Сегодня объёмы добычи западно-техасской лёгкой нефти бьют исторические рекорды, но это так и не позволило «фьючерсу WTI» с поставкой в Кушинге распространить своё влияние на вновь открывающиеся иностранные рынки. Причин тому несколько.

Перечислим основные из них:

- отсутствие устойчивых экспортных рынков для WTI; американский нефтяной экспорт разделится между Южной и Восточной Азией, с одной стороны, и Западной Европой — с другой, и пока не смог занять постоянного места на этих рынках (примером чего является рынок КНР); как следствие, разные ценовые агентства предлагают оценки стоимости нефти с разными условиями поставки: FOB (Free on Board), DAP (Delivered at Place) и CFR (Cost and Freight).
- отсутствие достаточно мощной транспортно-логистической инфраструктуры, прежде всего, (1) трубопроводов, идущих к побережью Мексиканского залива и (2) экспортных терминалов; в результате значительные объёмы сырья оказываются заперты на материке, доказательством чего служит существенная разница в цене нефти в районах добычи и нефти на НПЗ и экспортных терминалах;

- отсутствие согласованного/ых основными поставщиками нефти терминала/терминалов поставки экспортной нефти; эта проблема не может быть решена до создания надлежащей транспортно-логистической инфраструктуры, о чём шла речь в предыдущем подпункте. Таким образом, сохраняется «отрыв» центра фиксации цены «фьючерса WTI» (Кушинг) от рынка, в отношении которого такая цена фиксируется (побережье Мексиканского залива);
- несмотря на значительный объём экспорта американским компаниям пока не удалось сформировать достаточно однородный физический поток, который бы уже сегодня мог стать основой для формирования ценового эталона на американскую экспортную нефть, то есть маркерным сортом, отличным от WTI Cushing; это, прежде всего, выражается в отсутствии стандарта качества экспортного нефтяного потока;
- отсутствие котировки, выраженной абсолютной величиной, а не в виде дифференциала (скидки или надбавки) к абсолютной цене, которую бы продавцы и покупатели физических объёмов нефти использовали в качестве основы формулы цены в своих контрактах купли-продажи «неэталонных» марок;
- отсутствие типовых условий (General Terms and Conditions — GTCs) договора купли-продажи танкерных партий физической нефти, признанных и используемых всеми участниками рынка экспортной американской нефти (подобных контракту SUKO-90, действующему на рынке Brent);
- отсутствие стандартной поставочной танкерной партии нефти, экспортируемой из США;
- отсутствие уверенности покупателей в гарантии бесперебойной поставки американской экспортной нефти, более других ведущих сортов нефти подверженной (1) воздействию перепада цен: их падение в 2014–2015 годах незамедлительно привело к снижению добычи нефти в США; (2) воздействию последствий аварий (частота которых и нанесённый ущерб связаны с крайне высокой концентрацией НПЗ и объектов логистической инфраструктуры в Хьюстоне и прилегающих районах); неблагоприятных погодных условий в Мексиканском заливе (ураганов летом и туманов зимой), равно как и событий за пределами Техаса и Луизианы, например, лесных пожаров в Канаде, сокративших в 2016 году поставки сырья на американские НПЗ Среднего Запада и создавших внутренний спрос на потенциально экспортное сырьё.

Большинство этих проблем отрицательно сказываются на перспективах создания ценовых индикаторов (а в перспективе и ценового эталона) на танкерные поставки нефти, который, как было показано выше, существенным образом отличается от ценового эталона на трубопроводную нефть, каковым является сегодня «фьючерс WTI».

При этом мало что меняет тот широко известный факт, что «фьючерс WTI» сегодня является самым ликвидным финансовым инструментом на мировом рынке товарных деривативов: по данным биржевой группы CME, их оборот (при высокой активности торгов данным ПФИ) составляет около 1,2 млн таких контрактов в день [17].

Столь высокая ликвидность на срочном рынке предоставляет широкие возможности по страхованию риска неблагоприятного изменения цены именно нефти WTI Cushing с поставкой трубопроводным транспортом и не отменяет того факта, что подобный механизм хеджирования⁴¹ не подходит для экспортной нефти, поставляемой морем.

То есть ни рекордные объёмы добычи западно-техасской лёгкой нефти, ни рекордный оборот торгов «фьючерса WTI» с поставкой в Кушинге сами по себе не приближают решения задачи по формированию устойчивого потока нефти для продажи на внешних рынках и проблемы «отрыва» точки фиксации цены от целевого рынка.

Учитывая чрезвычайно высокую активность нефтяных компаний США по выходу на новые рынки, нерешённость перечисленных выше вопросов с неизбежностью порождает всё большую неопределённость во всей системе ценообразования на мировом рынке нефти. В результате, существовавший последние 30 лет баланс в этой сфере выглядят как никогда неустойчивым.

В качестве основного средства решения описанных выше проблем американские энергетические компании видят кардинальную перестройку транспортно-логистической инфраструктуры США, прежде всего, за счёт наращивания трубопроводных и портовых мощностей, которые бы обеспечили доставку нефти из Пермского и Игл-Фордского бассейнов на побережье Мексиканского залива и её отгрузку на танкеры максимально больших размеров [7].

Планы в этой сфере самые серьёзные. По данным информационного агентства Reuters [18], по состоянию на март 2019 года в американские регулирующие органы поданы или готовятся к подаче заявки на строительство девяти новых трубопроводов общей мощностью 5,4 млн барр. в сутки (примерно 270 млн тонн в год), которые бы транспортировали нефть Западного Техаса в другие районы США, прежде всего, к побережью Мексиканского залива, где, в свою очередь, планировалось возвести по крайней мере восемь новых нефтеналивных терминалов, способных экспортировать 12,5 млн барр. в сутки (примерно 625 млн тонн в год). Очевидно, что американские энергетические компании никогда не планировали продавать за границу нефть в таких количествах: ведь их главной экспортный приоритет — экспорт нефтепродуктов (по этому показателю США многие годы занимают в мире уверенное первое место: в 2018 году за рубеж было продано 2,038 млрд барр. / примерно 280 млн тонн). [19]

⁴¹ хеджирование — операция страхования риска неблагоприятного изменения цены стороной контракта купли-продажи физической нефти с помощью заключения сделки с производным финансовым инструментом (ПФИ), базисным активом которого является нефть.

Поэтому нельзя исключать такого развития событий, при котором далеко не все анонсированные сегодня проекты строительства трубопроводов и терминалов будут доведены до конца. Тот, кто первым обеспечит основной объём экспортных поставок на побережье Техаса и Луизианы, тот и займёт доминирующее положение в американском экспорте нефти. Участники этой гонки будут действовать в зависимости от того, во-первых, сколь быстро будет продвигаться строительство новых трубопроводных мощностей и, во-вторых, где и когда будут сооружены экспортные морские нефтеналивные терминалы.

Существующие порты и терминалы Техаса и Луизианы, в первую очередь, ориентированы на импорт нефти и экспорт нефтепродуктов. Втиснуть в эту инфраструктуру сотни миллионов тонн ежегодного нефтяного экспорта не удастся. Нужны новые терминалы и срочно. Причём терминалы, способные принимать и загружать сверхмощные танкеры класса VLCC (Very Large Crude Carrier — с полезной грузоподъёмностью — дедвейтом — более 2,0 млн барр. / 280 тыс. тонн).

Наиболее перспективным в этом смысле являются прибрежные акватории напротив (прилегающие к) города Корпус Кристи (у границы с Мексикой), а шансы Хьюстона и побережья Луизианы существенно ниже. Географически Корпус Кристи находится совсем недалеко от крупного южно-техасского сланцевого нефтегазоносного бассейна Игл Форд, у нефтедобывающих компаний которого, в силу особенностей добываемого там сырья (а это в основном сверхлёгкая нефть и конденсат) еще меньше шансов найти сбыт внутри США, чем у их конкурентов из Пермского бассейна, и которые уже сейчас занимают заметное место в экспорте нефти из США.

Сооружение анонсированных сегодня трех-четырёх сверхмощных нефтеналивных терминалов как в порту Корпус Кристи, так и в расположенной напротив акватории Мексиканского залива, практически законсервирует сегодняшнюю специализацию Хьюстона и расположенных на побережье Мексиканского залива рядом с ним Фрипорт, Тексас-Сити, Нидерлэнд и Порт-Артура как главных морских ворот США по приёму импортной нефти и экспорту нефтепродуктов. Причина очевидна: именно здесь сосредоточено более половины американских НПЗ.

В этом случае нельзя исключать создания некой смеси марок WTI Permian, WTI Midland, Eagle Ford 45 и Eagle Ford 52 с поставкой в Корпус Кристи.

Как бы ни разворачивались события, сегодняшняя цель всех участников этого марафона заключается в том, чтобы в самые сжатые сроки максимально укрепить свои позиции как в области прокачки нефти (из материковых районов), так и в сфере её погрузки на танкеры с тем, чтобы в будущем занять наиболее выгодную переговорную позицию.

Обеспечение стабильного качества экспортируемой нефти и создание экспортно-ориентированной логистической системы мощностью несколько сот миллионов тонн — задачи крайне затратные, требующие длительного периода

времени на их реализацию и связанная с высокими рисками. Видимо, поэтому в последнее время появился целый ряд сообщений об активном приобретении крупнейшими вертикально интегрированными энергетическими ТНК мощностей по добыче сланцевой нефти, прежде всего, в Пермском нефтегазовом бассейне, принадлежавших ранее «независимым».

Только в 2019 году о своих планах резко увеличить своё участие в сланцевой добыче объявили ExxonMobil и Chevron.

Приход в сланцевую добычу ТНК кардинально меняет и перспективы создания инфраструктуры по экспорту нефти из США, как логистической, так и рыночной, важнейшей частью которой является система нефтяного ценообразования.

Крупнейшие международные энергетические корпорации имеют большой опыт операций на мировом рынке нефти, постоянно демонстрируя свою способность обеспечить необходимые объёмы поставок, их качество и ритмичность. Они хорошо знакомы с особенностями функционирования рынка танкерных перевозок и рыночной инфраструктуры, включая работу товарно-сырьевых бирж и международных ценовых агентств, которые своей повышенной активностью осени 2018 года продемонстрировали однозначное намерение не только активизировать работу по созданию новых ценовых индикаторов, но и принять участие в формировании экспортного маркерного сорта.

С одной стороны, CME, ICE, Argus и Platts вынуждены ждать чем завершится развернувшаяся сейчас по всем направлениям (прежде всего административному, судебному, финансовому, информационному и экологическому) борьба сначала за создание трубопроводной системы, ведущей из западного и южного Техаса и Кушинга к берегу Мексиканского залива США, а затем — новых нефтехранилищ и экспортных нефтеналивных терминалов как на побережье, так и на континентальном шельфе (иногда в нескольких десятках километров от береговой линии).

Физические потоки нефти меняются, дестабилизация внешних для США рынков усиливается, неопределённость нарастает, поэтому лишь после формирования мощного и достаточно однородного американского экспортного сорта можно ожидать существенных сдвигов в системе ценообразования, прежде всего, касающихся положения самого такого экспортного сорта и того, сможет ли он потеснить Brent — доминирующий маркерный сорт рынка танкерных поставок, главного сегмента мирового рынка нефти.

С другой стороны, ставки столь высоки, что ни биржи, ни глобальные ценовые агентства не могут позволить себе бездействовать. Опираясь на опыт, который был накоплен ими за 30 лет функционирования современной системы ценообразования, они уже сегодня создают сразу нескольких новых ценовых индикаторов, один из которых после завершения борьбы за создание экспортной транспортно-логистической инфраструктуры, видимо, и будет трансфор-

мирован в новый ценовой эталон американской экспортной нефти с поставками из прибрежных районов Мексиканского залива США.

В этой связи особый интерес вызывает тот факт, что, начиная с лета 2018 года, обе ведущие мировые товарные биржи (CME и ICE) также приступили к практическим действиям для того, чтобы на базе лёгкой низкосернистой западно-техасской смеси сформировать новый маркерный сорт возникающего рынка экспортной нефти на условиях поставки *‘FOB, один из (или несколько) нефтеналивных терминалов на побережье Мексиканского залива США и его шельфа’*.

С этой целью биржевая группа CME вступила в союз с транспортно-логистической компанией Enterprise Products Partners, делая ставку на марку WTI Houston, являющуюся базисным активом фьючерса (код: HCL) Нью-Йоркской товарной биржи (NYMEX), запущенного в ноябре 2018 года, с поставкой на танкер на одном из терминалов Enterprise в Хьюстоне. Со своей стороны, биржевая группа ICE с аналогичной целью тесно сотрудничает с транспортно-логистической компанией Magellan Midstream Partners, делая ставку на марку Permian WTI (близкую по характеристикам к конкурирующему потоку), также с поставкой в Хьюстоне.

В начале лета 2019 года, стремясь форсировать формирование достаточно мощного экспортного потока из района Хьюстона, компания Enterprise Products Partners объявила о своём намерении продать принадлежащие ей 50 % в недавно принятом в эксплуатацию нефтеналивном терминале в городе Корпус Кристи у границы с Мексикой с тем, чтобы высвободить ресурсы для осуществления проектов в районе Хьюстона. Enterprise спешит, видимо, полагая, что крайне многообещающие с геологической точки зрения проекты создания в акватории Корпус Кристи терминалов, способных полностью загружать супертанкеры класса VLCC (до 2 млн баррелей), затягиваются, и в этих условиях необходимо без промедления наращивать имеющуюся транспортно-логистическую инфраструктуру в районе Хьюстона. Это, по мнению компании, видимо, должно склонить чашу весов в пользу этого нефтяного хаба.

Задаче по формированию ценового индикатора, адекватно отражающего реалии экспортного рынка, подчинены и аукционы, запущенные биржами CME и ICE в союзе с Enterprise Products Partners и Magellan Midstream Partners, соответственно. В случае с CME и Enterprise речь идёт об аукционах на танкерную партию нефти с отгрузкой из района Хьюстона на условиях фьючерса CME WTI Houston (код: HCL) и с «привязкой» к цене этого производного финансового инструмента. Что касается ICE и Magellan, то они начали проводить аукцион на хранение различных по объёму партий нефти в хранилищах Magellan также в Хьюстоне, который также связан с новым — но уже Межконтинентальной биржи — фьючерсом на хранение нефти: ICE Permian WTI Crude Oil Storage Futures (код: HOS).

Пока это не более чем эксперимент. Цель его очевидна: создать механизм формирования цены на физическую нефть по контрактам «спот» без рынка форвардов и краткосрочных свопов.

Важно и то, что опыт, накопленный при проведении аукционов с поставкой в Хьюстоне, в будущем может быть применён для создания ценового эталона с поставкой в Корпус Кристи, если выяснится, что нефтяная столица США не в силах справиться с триединой задачей: обеспечить импорт нефти, экспорт нефтепродуктов и экспорт нефти.

Сланцевая революция и вызванный ею рост американского нефтяного экспорта привели в движение всю систему ценообразования на мировом рынке нефти. Активные действия в ее реформировании принимают не только ведущие англо-американские биржи и мировые ценовые агентства, но и Китайская Народная Республика и Европейский Союз. В частности, в марте 2018 года на шанхайской бирже INE был запущен нефтяной фьючерсный контракт в юанях, а в декабре того же года Еврокомиссия поручила изучить пути создания «номинированного в евро базового нефтяного контракта» [4].

Российской Федерация, которая не участвует в прямом ценообразовании на свою нефть марки Urals и торгует своей нефтью посредством дифференциала к бенчмарку Brent, также предпринимает меры для активного вовлечения российских компаний в процесс определения справедливой цены на российскую экспортную смесь. В ноябре 2016 года Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа (СПбМТСБ) запустила поставочный фьючерсный контракт на российскую экспортную нефть.

Пока этот инструмент находится в стадии набора ликвидности, что может занять достаточно продолжительное время. Для ускорения этого процесса с целью формирования полноценной рыночной инфраструктуры для экспортных потоков российской нефти, СПбМТСБ совместно с регуляторами и ведущими отечественными вертикально-интегрированными нефтяными компаниями активизировала программу подготовки к запуску электронных аукционов на полные танкерные партии, поставляемые из порта Приморск.

На этих аукционах будет формироваться стоимость российской экспортной нефти на условиях поставки 'FOB, российский порт'. Это позволит создать один из важных элементов прямого ценообразования, фундаментально связанного с рынком физической нефти. Этот ценовой элемент послужит основой формирования индекса на нефть Urals в порту Приморск, который станет основой биржевой котировки расчётного фьючерсного контракта на Urals. Таким образом, будут созданы условия для решения задачи по формированию нового ценового индикатора (ценового эталона — бенчмарка) на среднесернистую нефть, что позволит отвязать ценообразование на российскую нефть от ценового эталона на низкосернистую нефть Brent.

Анализ текущего положения на экспортных рынках физической нефти на побережье Мексиканского залива США показывает, что кардинальных изменений в системе ценообразования можно ожидать после того, как:

- будет создана транспортно-логистическая инфраструктура (в первую очередь, трубопроводы, ведущие к побережью Мексиканского залива, и расположенные там нефтехранилища и нефтеналивные экспортные терминалы); и
- значительная часть сланцевой добычи и рынка экспортной нефти из рук разрозненных нефтедобывающих компаний первого этапа «сланцевой революции» перейдёт в руки ТНК, способных обеспечить устойчивый поток экспортных поставок и достаточно стабильное качество сырья.

Это же показал и год активной работы компаний рыночной инфраструктуры: после того как биржи CME и ICE запустили за этот период не менее 20 фьючерсных и опционных контрактов на нефть, экспортируемую с побережья Мексиканского залива, и организовали две по сути конкурирующие аукционные площадки, а ценовые агентства Argus и Platts, постоянно вели поиск новых решений в этой сфере, каких-либо существенных сдвигов в области новых ценовых индикаторов не произошло. Затишье, наступившее после года напряжённой работы, возможно, свидетельствует о том, что до тех пор, пока не наступит определённости с физическими потоками, идущими из США за рубеж, и не сформируются устойчивые рынки их сбыта, вероятность наступления каких-либо кардинальных изменений в системе ценообразования лёгкой низкосернистой американской танкерной нефти невелика.

Это тем более справедливо применительно к нефти, добываемой в других районах мира, покупателям и продавцам которой нужны серьёзные аргументы для того, чтобы они отказались от «привязки» к Brent или Dubai и поставили в основу своих контрактов цену WTI Midland, Permian WTI, WTI Houston, Eagle Ford 45 либо какой-то иной марки техасской нефти или смеси таких марок.

Опыт «сланцевой революции» в США подтверждает справедливость многолетнего наблюдения специалистов: в условиях жёсткой конкуренции на мировом энергетическом рынке любое серьёзное изменение системы ценообразования на нефть, даже в том случае, когда оно опирается на мощный экспортный поток, каковым, безусловно, сегодня является сланцевая нефть Пермского бассейна, — это процесс непредсказуемый, сложный, требующий оригинальных решений и занимающий не один год.

Глава 8. Стратегия ОПЕК в эпоху сланцевой революции

А.Г. Маланичев

Сланцевая революция в США обусловила тектонический сдвиг в балансировке мирового нефтяного рынка, привела к новой расстановке сил на нем и внесла решающий вклад в падение цены на нефть. В 2014 году ОПЕК, ведомая Королевством Саудовской Аравии (КСА), приняла нестандартное решение. Вместо ожидаемого сокращения добычи для поддержания падающей цены, добыча была увеличена, что лишь ускорило падение котировок нефти.

В настоящей главе изучается влияние расширения добычи на сланцевых месторождениях США на рыночные отношения крупнейших производителей нефти, входящих в коалицию ОПЕК+. Собран и проанализирован ряд гипотез, которые могут лежать в основе стратегических решений ОПЕК.

Одним из наиболее экономически обоснованных объяснений стратегии КСА, является максимизация ее прибыли от продажи нефти. В зависимости от макроэкономических условий и поддержки коалиции стран-участников, в разные периоды КСА получала дополнительную прибыль, как в результате наращивания, так и сокращения добычи, даже с учетом отклика предложения сланцевой нефти США. Следовательно, решения ОПЕК+ являются рациональными, а значит — просчитываемыми и предсказуемыми. Это открывает возможность для более тонкой настройки переговорной позиции участников коалиции, в том числе и России.

ОПЕК И ДОМИНИРУЮЩАЯ РОЛЬ КСА

Организация стран — экспортеров нефти (ОПЕК) была основана в сентябре 1960 года в Багдаде по инициативе Венесуэлы. Она объединила пять нефтедобывающих стран: КСА, Иран, Ирак, Кувейт и Венесуэлу. В следующие 10 лет количество стран, входивших в Организацию, удвоилось⁴². Поводом создания ОПЕК стало снижение закупочных цен на нефть картелем «Семь сестер»⁴³, в который входили крупнейшие транснациональные нефтяные компании (ТНК).

В 1972 на долю картеля ТНК приходилось около половины добычи нефти всех развитых стран и 85–90 % экспорта нефти из развивающихся стран. Свои огромные прибыли картель получал за счет разницы между монопольно низкими закупочными ценами на нефть у стран-экспортеров и ценами на нефте-

⁴² К ОПЕК присоединились Катар (1961), Индонезия (1962), Ливия (1962), ОАЭ (1967) и Алжир (1969).

⁴³ «Семь сестёр»: Exxon, Royal Dutch Shell, Texaco, Chevron, Mobil, Gulf Oil и British Petroleum

продукты в странах–импортерах. ТНК заключали концессии, которым принадлежали ресурсы углеводородов, обеспечивали страны технологиями добычи и каналами сбыта. Однако члены ОПЕК стремились получить контроль над своими нефтяными ресурсами и снизить волатильность цен на нефть.

Боевое крещение ОПЕК получила в 1967 году в ходе арабо–израильского конфликта (Шестидневной войны), объявив нефтяное эмбарго дружественным Израилю странам (США, Великобритания и ФРГ). Уже через месяц стало ясно, что «арабское нефтяное оружие» не сработало из–за перераспределения поставок нефти.

Постепенно наличие огромных запасов углеводородов с низкой себестоимостью добычи в странах Персидского залива и прием новых членов позволили ОПЕК увеличить свою долю на мировом рынке с 44 % в 1965 году до 52 % в 1973 году (Рис. 8.1). В этот период 2/3 роста мирового потребления нефти обеспечивалось увеличением добычи на Ближнем Востоке. Постепенно, а где–то посредством национализации⁴⁴, страны–экспортеры увеличивали отчисления от работы ТНК на своей территории и объемы своих прямых поставок.

В начале 70–х годов прошлого века ОПЕК сменила политику захвата доли мирового рынка нефти на стремление к повышению цен, которая объяснялась необходимостью сохранения национальных ресурсов для будущих поколений и привлечения инвестиций в разработку новых месторождений. Росту цен также способствовало достижение в 1970 году пика добычи нефти в США в 11,3 млн барр./сут. Собственной нефти не хватало для удовлетворения растущего спроса, поэтому через 3 года импорт нефти в США удвоился и достиг 6,2 млн барр./сутки.

После начала четвертой арабо–израильской войны к странам–экспортерам перешла полная и абсолютная власть над нефтяными ценами. 17 октября 1973 года арабские члены ОПЕК объявили второе эмбарго союзникам Израиля. Учитывая предыдущий опыт, чтобы перетоки нефти между странами были неэффективны, было принято решение о сокращении добычи. За 2 месяца мировой рынок потерял 5 млн барр./сут. предложения нефти, что привело к четырехкратному росту цены на нее.

В марте 1974 года первый нефтяной кризис был преодолен, и эмбарго было отменено, но цены на нефть практически не опустились, а провели на повышенном уровне в 54–59 долл./барр. несколько лет⁴⁵. В промышленных странах возросшие цены на нефть вызвали экономический кризис, которому в США еще предшествовал и политический (Уотергейт).

Нефтяное эмбарго стало инструментом “возмездия” Востока против Запада. Теперь с ОПЕК надо было считаться. Для снижения рисков перебоев с поставками большинство западных стран создали собственные стратегические нефтехранилища.

⁴⁴ В Иране (1951 г.), Ливии (1970 г.), Ираке (1972 г.), Венесуэле (1976 г.) и КСА (1980 г.).

⁴⁵ Здесь и далее цена на нефть марки Brent приводится в пересчете в USD 2018 года.

Укрепление позиций ОПЕК обусловило начало «золотого века» организации. В этот период, с 1974 по 1978 год, ОПЕК стремилась устанавливать цены, и объем добычи не квотировался. Повышение цены экспортерами обосновывалось тем, что налоговая составляющая в цене нефтепродуктов в развитых странах выше маржи поставщиков нефти. Сторонниками роста цен были Иран и Венесуэла, в то время как КСА считало, что это ведет к ограничению спроса и привлекает новых поставщиков.

Стремление к энергобезопасности и диверсификации поставок на фоне возросших цен на нефть вывели на передний план три новых нефтедобывающих региона — Аляску, Мексику и Северное море. Запасы углеводородов были разведаны там еще до скачка цен в 1973 году, но из-за инфраструктурных, технологических и экологических ограничений добыча была на минимальном уровне. Но уже к 1978 году эти регионы поставляли на мировой рынок около 7 млн барр./сут. нефти или 11 % от мирового спроса.

Однако этой дополнительной добычи оказалось недостаточно для преодоления второго нефтяного кризиса во время Исламской революции в Иране в 1978–1979 годы, когда добыча в Республике рухнула с 5,3 млн барр./сут. в 1978 году до 1,5 млн барр./сут. в 1980 году. Последовавшая ирано–иракская война в этом году подняла цену на нефть до среднегодового значения в 112 долл./барр.

С одной стороны, эти форс–мажорные обстоятельства привели к снижению доли ОПЕК в мировой добыче с 49 % в 1976 году до 42 % в 1980 году. С другой — высокие цены на нефть стимулировали развитие добычи в новых регионах, ускорили замещение нефти углем и природным газом и ввергли мировую экономику в рецессию. В результате спрос на нефть значительно сократился, и цена на нее упала.

Для поддержания цены в марте 1982 года ОПЕК, которая три года назад добывала 31 млн барр./сут., установила лимит добычи в 18 млн барр./сут. и квоты для каждой страны, за исключением КСА. Организация впервые перешла к согласованному регулированию объема добычи для поддержания цены, тем самым превратившись в мировой межгосударственный картель. Предполагалось временное введение квот, но, как говорится, ничто так не постоянно, как временное.

В марте следующего, 1983 года квоты были уменьшены до 17,5 млн барр./сут., ОПЕК снизила на 15 % свои внутренние цены, а на КСА была официально возложена обязанность «действовать как регулятор колебаний спроса, обеспечивая балансированные объемы в соответствии с рыночной конъюнктурой». В это время Нью–Йоркская товарная биржа ввела фьючерсы на сырую нефть, что сделало цены ОПЕК практически справочной информацией. Поначалу фьючерсные цены считали «способом дантистов терять свои деньги». Но через несколько лет большинство нефтяных компаний, трейдеров и даже целые страны стали покупать контракты на бирже.

В 1985 году цена продолжала падать, и доходы КСА рухнули более чем в четыре раза по сравнению с 1981 годом — до 26 млрд долл. За этот период доля Королевства в мировой добыче сократилась на 10 процентных пунктов до 6 %, а в добыче ОПЕК — на 24 процентных пункта до 22 %. Летом 1985 года добыча КСА опустилась до половины ее квоты — 2,2 млн барр./сут., что оказалось даже ниже объема добычи британского сектора Северного моря. При этом налицо было нарушение квот другими членами ОПЕК, которые, вопреки соглашению, наращивали добычу.

Помимо финансовых потерь, вместе с долей рынка было потеряно и политическое влияние. Поэтому КСА направило ряд предупреждений всем производителям нефти о том, что Королевство не будет бесконечно терпеть и закрывать глаза на нарушение квот, и что на нее больше не следует рассчитывать как на производителя-балансира.

Саудовская Аравия больше не была намерена терпеть унижение, осознав бесперспективность стратегии по снижению добычи. И уже в декабре 1985 года в протоколе заседания ОПЕК фигурировала новая задача: «получить и защитить справедливую долю мирового нефтяного рынка, соответственно размеру дохода, необходимого для развития ее стран».

Провал стратегии «картеля» по сдерживанию падения цены и переключение на защиту доли рынка обеспечили «крутое пике» цен на нефть. ОПЕК в течение десятилетия постепенно удалось восстановить долю рынка с 28 % в 1985 году до 41 % в 1994. Но за это пришлось заплатить низкой ценой нефти, которая находилась в этот период в диапазоне 28–40 долл./барр.

После азиатского финансового кризиса 1998 года, КСА восстановило свою активную роль регулятора мирового рынка, вновь прибегнув к сокращению добычи для поддержания цены. Но в целом, в 90–е и 2000–е годы добыча ОПЕК постепенно продолжала нарастать, и ее доля к началу мирового финансового кризиса 2008 года достигла максимальных значений в 45 %. Эти годы отмечены высоким ростом цен на нефть на фоне волны спроса со стороны быстрорастущей китайской экономики.

В ходе мирового финансового кризиса 2008–2009 годы цена на нефть упала со 113 до 27 долл./барр. ОПЕК отреагировала снижением добычи на 2,3 млн барр./сут. и поддержала цену. Одновременно существенный вклад в поддержку спроса на сырье внесла стимулирующая политика в экономиках Китая и США. В Америке были использованы нетрадиционные меры монетарного стимулирования экономики — количественное смягчение.

Ретроспективный анализ роли КСА в ОПЕК показывает, что Королевство, преимущественно, прибегало к стратегии сокращения добычи синхронно с остальными членами ОПЕК. Сокращение в 1981–1985 годы оказалось весьма неудачным в финансовом смысле и привело к динамичному росту предложения нефти из ресурсов Северного моря. Когда Королевство переключилось на стратегию захвата доли рынка, это еще сильнее обвалило цены, ухудило

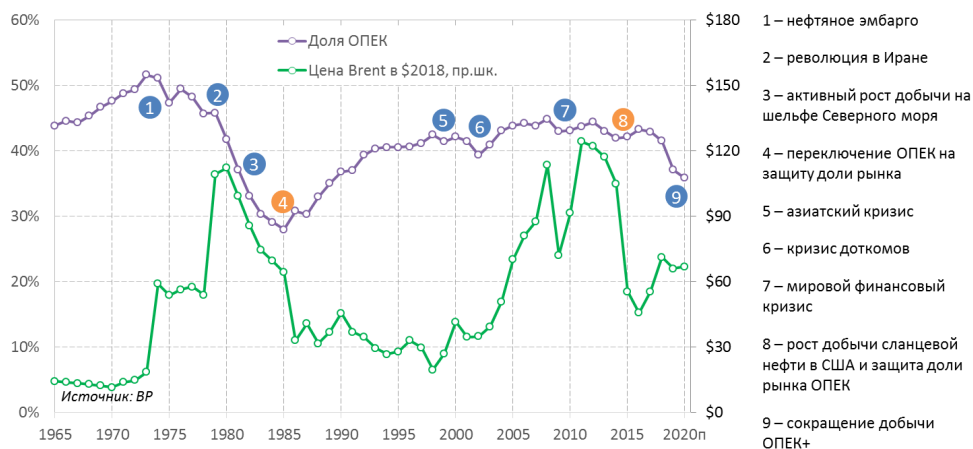


Рисунок 8.1. Ключевые события ОПЕК

финансовые результаты КСА, но не остановило добычу в новых регионах (Alkhathlan и др. 2014). Полученный негативный опыт, по всей видимости, стал одной из причин нестандартного поведения КСА в 2014 году при столкновении с другим нетрадиционным ресурсом — сланцевой нефтью США.

ПРОБЛЕМА 2014 ГОДА: СТОЛКНОВЕНИЕ С НОВОЙ РЕАЛЬНОСТЬЮ

Добыча нефти в США достигла пика в 10 млн барр./сут. еще в 1970 г. и после этого постепенно снижалась. К 2008 году объемы добычи опустились почти до 5 млн барр./сут., но неожиданно стали расти благодаря появлению нового источника предложения — сланцевой нефти. К ноябрю 2014 года добыча в США выросла более чем на 89 % — до 9,3 млн барр./сут. В результате резкого роста предложения и одновременного экономически обусловленного замедления роста спроса, цена нефти марки Brent скатилась к 70 долл./барр. с уровня выше 100 долл./барр.

Ключевыми причинами столь бурного роста добычи сланцевой нефти в США стали развитие технологий добычи, обширный рынок нефтесервисных услуг, благоприятный бизнес-климат, налоговые льготы, доступ к финансированию и ряд других уникальных для Америки факторов (Маланичев, 2018с). Характерными особенностями сланцевой нефти стали ее короткий цикл, то есть время от принятия финального инвестиционного решения до начала добычи (около полугода) и сравнительно высокая себестоимость добычи. Ее минимальная граница в 2014 году составляла около 70 долл./барр.⁴⁶

⁴⁶ Break-even price rising. Reuters. 2017

На заседании ОПЕК 27 ноября 2014 года министр нефти КСА, Али аль-Наими шокировал мировой рынок нефти заявлением о том, что Саудовская Аравия не будет сокращать объемы добычи для поддержания цены на нефть. Вместо этого КСА за следующую половину года нарастило добычу на рынке почти на 1 млн барр./сут.

В своем интервью изданию “Ближневосточное экономическое обозрение” в декабре 2014 года министр так объяснил случившееся: «Разумно ли для высокоэффективного производителя снижать производство, в то время как производитель с низкой эффективностью продолжает производство? Это нечестная, плутовская логика. Если я снижу добычу, что произойдет с моим рынком? Цена поднимется и русские, бразильцы, производители сланцевой нефти из США займут мою долю. Если мы позволим ценам расти, как мы это сделали в 2008 году в Ороне, это просто позволит поднять добычу «маргинальных баррелей». Их величина в 2008 году составляла менее 1 млн барр/сут, а сейчас — около 4 млн барр/сут. Когда цены растут или падают, мы делаем все возможное для собирания всех вместе, включая страны не-ОПЕК. Мы попытались, но это не получилось. По моему предыдущему опыту очевидно, что другие, не входящие в ОПЕК страны, не будут снижать добычу».

Министр полагал, что когда цены упадут ниже себестоимости, добычу сократят не только производители сланцевой нефти, но и новые месторождения в Бразилии и Африке, а ОПЕК не будет сокращать добычу ни при каких обстоятельствах.

Озадаченные наблюдатели рынка разошлись в оценке происходящего. В доступной литературе можно найти следующие гипотезы такого поведения ОПЕК и ее лидера — КСА в 2014 году:

- a) **Защита доли рынка:** наученные горьким опытом неудачного сокращения добычи в 1981–1985 годы, Королевство решило не повторять ошибок прошлого (Behar and Ritz, 2017; Mănescu and Nuño, 2015; Rats and Sergeant, 2019) и ее поведение было вынужденным (Baffes et al., 2015);
- b) **Разведка боем:** неопределенность вокруг себестоимости добычи сланцевой нефти в США обусловила необходимость протестировать отклик американского предложения на низкую цену нефти для выработки оптимальной линии дальнейшего поведения (Fattouh et al., 2016).
- c) **Политическая:**⁴⁷ нанести урон противникам своих союзников и наработать устойчивые связи с китайскими клиентами, а также наказать несговорчивых членов Организации для усиления сплоченности самой ОПЕК⁴⁸.
- d) **Экономическая** (рациональное поведение): при сложившихся рыночных условиях рост добычи КСА обеспечил максимизацию ее прибыли (Маланичев А. Г., 2016).

⁴⁷ Dettmer J. US, Western Diplomats See Political Motive Behind OPEC Oil Cut, VOANews. 2018

⁴⁸ Goldwyn D. Here's why Saudi Arabia has let oil prices fall — and why they could revive by year's end. Atlantic Council, January 20, 2015

Принцип «бритвы Оккама» рекомендует начать тестирование с самой простой, чтобы «не множить сущее без необходимости». В рамках экономической теории поведения фирмы, проверим гипотезу максимизации прибыли КСА, поскольку она поддается количественному анализу, является проверяемой, не нуждается в умозрительных спекуляциях, и отвечает сути ведения бизнеса.

Другие гипотезы менее очевидны. Например, завоевание доли на рынке «коммодитис» с помощью ценового демпинга крайне неэффективно, поскольку обычно инициирует ценовую войну⁴⁹. Более прагматичным шагом являются инвестиции в Downstream, в том числе и на зарубежных рынках, на что государственная компания КСА Saudi Aramco запланировала \$ 500 млрд⁵⁰. Более того, эта компания не инвестирует в расширение своего Upstream, сохраняя свои мощности в районе 12 млн барр./сут. на протяжении многих лет.

Классическое рациональное поведение игрока–монополиста подразумевает добычу такого объема нефти, который максимизирует его прибыль при прочих равных условиях. Это справедливо в краткосрочной перспективе, когда заметное наращивание мощностей другими игроками рынка невозможно. Прибыль игрока зависит, помимо прочих факторов, от себестоимости добычи, наклона кривой спроса на его нефть и объема добываемой нефти. При линейной функции спроса, прибыль является квадратичной функцией объема производства (Рис. 8.2).

Допускается, что цена на нефть, преимущественно, определяется балансом спроса и предложения и его ожиданиями, что подтверждается статистически (Маланичев, 2018d). Все геополитические, финансовые и спекулятивные факторы действуют на цену только через ожидания изменения баланса рынка. Фактическое изменение баланса мы в некотором приближении наблюдаем, используя статистику коммерческих складских запасов нефти ОЭСР.

Если бы КСА действовало на рынке в одиночку, то оптимальный объем добычи, максимизирующий прибыль, составил бы 6–8 млн барр./сут., что гораздо меньше объемов фактической добычи Саудовской Аравии в ноябре 2014 года (9,6 млн барр./сут.). Однако в новой рыночной реальности КСА противостоит, как это принято называть в теории игр, «Природе», т.е. нестратегическому игроку, который определяет объем выпуска в зависимости от уровня цен на нефть, согласно своей функции предложения (Маланичев, 2018b). Именно таким игроком являются США.

Действительно, сложно предположить, что у сланцевой индустрии США существует единый центр принятия решений, который оперативно координирует работы тысяч независимых компаний. Отметим, что отрасль, конечно, можно регулировать посредством лицензирования, налогов, таможенной политики с привлечением федеральных органов, но не в оперативном режиме и не из единого центра.

⁴⁹ Марн М. В., Регнер Э. В., Завада К. К. Ценовое преимущество, 2004.

⁵⁰ Saudi Aramco to invest \$ 500bn for global expansion. Hydrocarbons-technology. 27.11.2018

Прибыль, млн USD/сут.

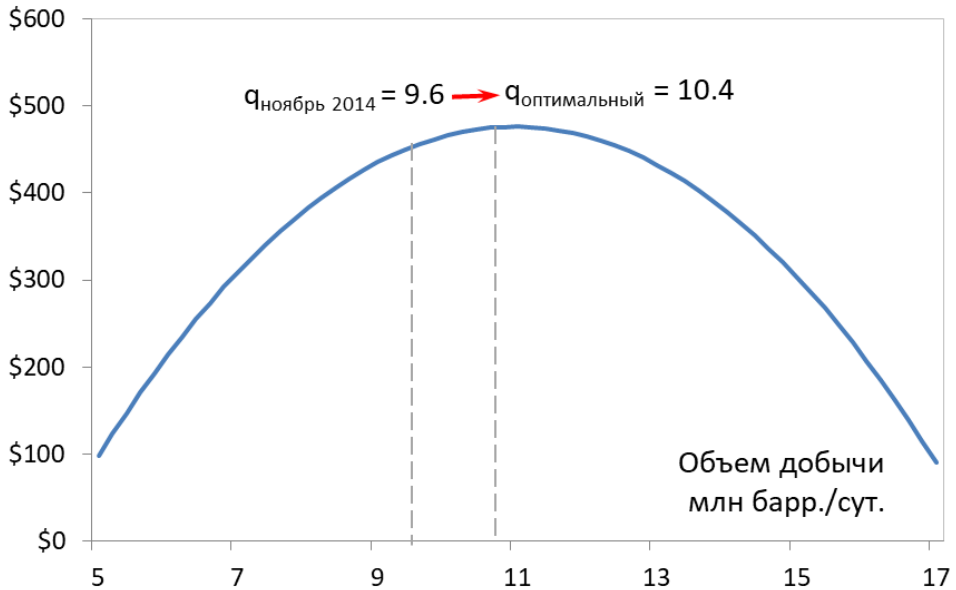


Рисунок 8.2. Зависимость прибыли КСА от ее объема добычи для рыночных условий ноября 2014 года с учетом отклика предложения США при прочих равных условиях

Несложно рассчитать для рыночных условий ноября 2014 года, что с учетом наличия «Природы», прибыль КСА становится максимальной при росте объема добычи на 0,8 млн барр./сут. до 10,4 млн барр./сут. Как раз такой объем и был достигнут КСА к 2016 году.

Максимизация прибыли посредством изменения объема добычи не означает, что она обязательно вырастет. Она даже может упасть, если цена на рынке снижается под воздействием других факторов. Но так как факторы зачастую непредсказуемы, то в момент принятия решения расчет оптимального объема добычи разумно делать на базе текущих показателей макросреды, на что обычно указывает фраза «при прочих равных условиях». Если выбирать объем добычи из других соображений, то вероятность получить максимально возможную прибыль снижается.

Таким образом, рост добычи нефти в КСА с ноября 2014 года обеспечил замедление снижения ее прибыли, за счет того, что прирост выручки от увеличения объема оказался выше, чем убывание выручки от снижения цены из-за роста добычи Королевства.

Если бы КСА удалось убедить присоединиться к сокращению остальных членов ОПЕК и внешних стран-наблюдателей, то просадка цены на нефть, как и финансовые потери Эр-Рияда, оказались бы меньше. Но в конце 2014 году

это оказалось невыполнимой задачей. Иран в то время был под санкциями, и его добыча уже была сокращена, Ирак динамично развивал новые месторождения, в Ливии и Нигерии ситуация с добычей была практически непредсказуемой в силу политической нестабильности. Россия ранее проявляла договороспособность, но регулярно (в 1999, 2001 и 2009 годы) не выполняла свои обещания⁵¹.

Новая стратегия КСА, как и ожидалось, оказала отрицательное влияние на цену нефти, которая опустилась с 79 долл./барр. в ноябре 2014 года до 48 долл./барр. в январе следующего. Нефтяная отрасль пережила сильнейший шок. Капитализация компаний падала, инвестиционные программы и персонал безжалостно сокращались. Буровая активность в США начала снижаться, что стало предвестником падения добычи на сланцевых формациях.

Представители компании Saudi Aramco и ОПЕК в то время считали, что из-за нехватки инвестиций цена нефти в 2016 году поднимется до 90 долл./барр.,⁵² а через 3–4 года — до 200 долл./барр.⁵³ Налицо была недооценка американских конкурентов и непонимание потенциала дефляции их производственных издержек. В противоположность экспертам ОПЕК, многие независимые наблюдатели ожидали падения цены, даже до 20 долл./барр.⁵⁴

Беда не приходит одна, и в течение 2015 года Ирак, расширив добычу на новых месторождениях, вывел на рынок дополнительный 1 млн барр./сут., а 14 июля 2015 года была заключена сделка по ядерной программе Ирана, согласно которой с Исламской Республики были сняты ограничения по экспорту нефти⁵⁵. Так в 2016 году на рынке оказался еще один дополнительный 1 млн барр./сут. нефти, в появлении которого участвовала и Россия, как подписант сделки.

Рост добычи в Ираке и Иране⁵⁶, отмена запрета на экспорт нефти из США, падение американского фондового рынка и паника из-за угрозы переполнения нефтехранилищ⁵⁷ создали «идеальный шторм» на мировом рынке нефти, который вылился в «суперконтанго» на биржевом рынке. В результате 20 января 2016 года ее цена достигла минимальной отметки в 26 долл./барр. Стремительное снижение цены на нефть подорвало экономику производителей сланцевой нефти, но смогла ли КСА отвоевать свою долю на рынке нефти и выдворить с рынка американских «сланцевых выскочек»?

Напомним, что добыча нефти на сланцевых месторождениях в США выросла с незначительных объемов в 2007 году до почти 6 млн барр./сут. в марте

⁵¹ Эксперты Оксфорда не верят в возможность соглашения между Россией и ОПЕК. РБК. 12.02.2016

⁵² Нефть подорожает до \$ 90 за баррель в 2016г — бывший руководитель Aramco. Interfax. 9 февраля 2015 г.

⁵³ Глава ОПЕК предсказал скорый рост цен на нефть. Reuters. 26 января 2015 г.

⁵⁴ Баррель с двойным дном. Коммерсант. 13 апреля 2015 г.

⁵⁵ Ядерная сделка с Ираном: многие страны довольны. BBC. 14 июля 2015 г.

⁵⁶ Iran Could Get Five Times More From Oil Exports by Year-End. Bloomberg. 17.01.2016

⁵⁷ Oil Traders Look to Floating Storage as Onshore Tanks Fill. Bloomberg. 10.02.2016

2015 года, после чего начала снижаться из-за низкой цены на нефть. В сентябре 2016 года был достигнут локальный минимум добычи в 5,2 млн барр./сут., но тренд развернулся и до сих пор мы наблюдаем ее рост (Рис. 8.3).

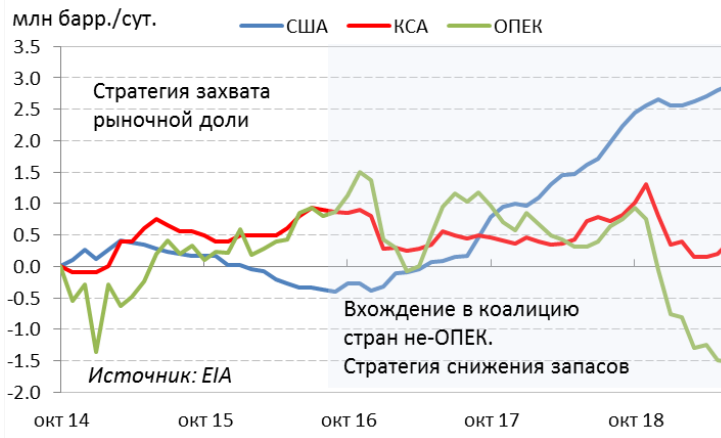


Рисунок 8.3. Изменение добычи на сланцевых месторождениях США, КСА и ОПЕК по сравнению с октябрем 2014 года

С одной стороны, падение нефтяных цен поставило небольшие нефтедобывающие компании в США на грань разорения. С другой — это способствовало росту эффективности добычи (Маланичев, 2018с). Так, себестоимость добычи на залежи Permian Midland упала с 85 долл./барр. в 2013 году до 39 долл./барр. в 2016 году⁵⁸. По всей видимости, стремительная дефляция издержек оказалась неприятным сюрпризом для КСА.

Таким образом, проверка на прочность американской сланцевой индустрии посредством ценового шока только укрепило ее за счет стимулирования снижения себестоимости добычи низкой ценой и банкротства неэффективных компаний. Начало нового роста американской добычи в конце 2016 года окончательно убедило арабских нефтяников в неэффективности их стратегии борьбы за долю рынка. С 2015 по 2016 год КСА удалось отвоевать всего лишь 1 процентный пункт мирового рынка нефти и ее доля составила 14 %. В то же время среднегодовая цена сократилась с 56 долл./барр. до 46 долл./барр., что отрицательно сказалось на доходах Эр-Рияда. Стране пришлось активно расходовать золотовалютные резервы, чтобы поддерживать курс реала, привязанный к USD, и закрывать бюджетный и торговый дефициты.

Помимо снижения себестоимости добычи, вторым просчетом саудовской стратегии оказалось то, что не была учтена колебательная природа добычи

⁵⁸ Permian sweet spots are getting sweeter — Learn where they are. Shale Newsletters. Rystad Energy. May 2016

сланцевой нефти (Маланичев, 2018а). Короткий период реализации инвестиционных решений для добычи из труднопроницаемых коллекторов делает период экономических колебаний небольшим (2–4 года) по сравнению с традиционными ресурсами. Вместо демпфирования колебаний, стратегия КСА по захвату рыночной доли и новая стратегия 2016 года лишь способствовали увеличению амплитуды колебаний американского «сланцевого маятника».

РАСШИРЕНИЕ КОАЛИЦИИ И СМЕНА СТРАТЕГИИ В 2016 ГОДУ

Первая половина 2016 года ознаменовалась восстановлением цены на нефть после панических настроений в январе. Рост длился до июля, когда цена достигла 48 долл./барр. Но в середине лета увеличение добычи нефти в Канаде и странах ОПЕК, а также желание Великобритании выйти из Евросоюза опять заставили цену снижаться. Курс фунта стерлингов по отношению к доллару США опустился ниже 1,3 — до минимального уровня за период с 1985 года.

Мировой рынок был по-прежнему переполнен нефтью, складские запасы росли, так же как и буровая активность в США, которая предвещала начало очередного периода роста добычи сланцевой нефти. Аналитики банка Masquarie ожидали к концу года снижения цены до 40 долл./барр.

Обвал цен на нефть привел к дефициту бюджета КСА в 15 % от ВВП, что негативно отразилось на экономике страны, которая была недиверсифицированной, нефtezависимой и подверженной «голландской болезни». В это время на авансцену нефтяной политики Королевства энергично врывается тридцатилетний принц Мохаммед бин Салман, который всего за год сумел заявить о себе, как об одном из самых влиятельных людей мира⁵⁹.

В 2016 году понимание того, что пик спроса на нефть не за горами, все больше охватывало нефтяную отрасль⁶⁰, а через три года оно практически стало консенсусом⁶¹. Бывший руководитель ОПЕК шейх Ахмед Заки Ямани еще в 2000 году прогнозировал спад спроса на нефть из-за роста энергоэффективности экономики на горизонте 30 лет: «Каменный век кончился не потому, что кончились камни, и нефтяной век кончится не потому, что кончится нефть»⁶².

Принц Мохаммед разделял этот взгляд Ямани и выдвинул программу «Видения-2030», чтобы диверсифицировать экономику КСА и сделать ее менее зависимой от нефти. Он начал подготовку к IPO государственной нефтяной компании Saudi Aramco, стимулировал ее экспансию на зарубежные рынки.

Достойная биржевая оценка Saudi Aramco возможна была только на высокой цене на нефть. Для безоговорочной смены энергетической политики

⁵⁹ 6 декабря 2017 года журнал Time назвал Принца Человеком года.

⁶⁰ Peak Oil Was Correct — It's Just It Was Peak Demand, Not Peak Supply. Forbs. 28.11.2016.

⁶¹ Is This A Precursor For Peak Oil Demand? Oil price. 10.03.2019

⁶² Sheikh Yamani predicts price crash as age of oil ends. Telegraph. 25.06.2000.

в апреле 2016 года принц отправил в отставку министра нефти Али аль-Наими, который занимал этот пост 21 год. Уже в мае министром энергетики, промышленности и минеральных ресурсов был назначен глава Сауди Арамко Халид аль-Фалих.

В августе 2016 года новый министр энергетики впервые указал на готовность Королевства «сотрудничать», чтобы помочь восстановить равновесие на рынке нефти. Через месяц, 26 сентября 2016 года на неофициальной встрече ОПЕК в Алжире участники впервые за последние восемь лет предварительно договорились снизить уровень добычи нефти. Цена на нефть мгновенно выросла на 6 %. Организации удалось расширить свою коалицию до так называемой ОПЕК+, к которой присоединились страны-наблюдатели Россия, Казахстан, Азербайджан и ряд других нефтедобывающих стран.

Позднее, на заседании ОПЕК+ 30 ноября 2016 года было принято окончательное решение о снижении добычи странами ОПЕК на 1,2 млн барр./сут. относительно октября — до 32,5 млн барр./сут. Договоренность действовала с 1 января 2017 года сроком на полгода. Остальные страны (не-ОПЕК) обязались снизить добычу еще на 0,6 млн барр./сут.

Официальной, но неоднозначной целью договоренности стало приведение мировых коммерческих запасов нефти к среднему уровню за 5 лет (Рис. 8.4).

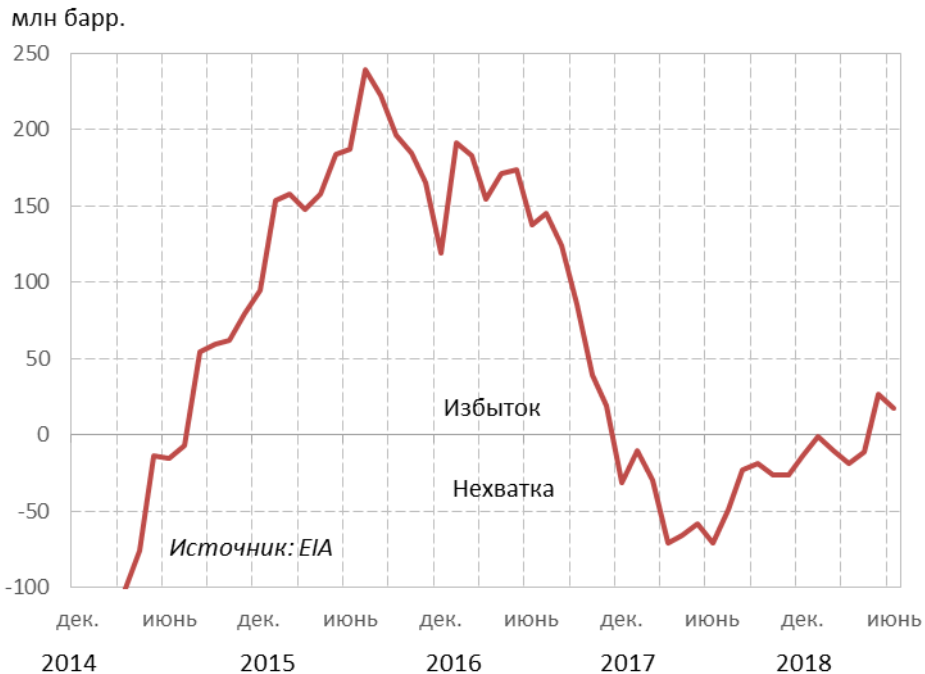


Рисунок 8.4. Спред между запасами нефти ОПЕК и средним за период с 2014 по 2018 годы

Во-первых, эта цель является скорее индикатором, нежели жестким критерием принятия решений. Во-вторых, она зависит от выбора периода длиной в 5 лет. В-третьих, с ростом спроса коммерческие запасы также должны расти. Несмотря на эти недостатки, в 2019 году министр энергетики КСА Халид аль-Фалих предложил обсудить даже более жесткие цели, например, сокращение запасов до среднего уровня 2010–2014 годов⁶³.

В чем же причина изменения стратегии КСА? По всей видимости, их несколько. Во-первых, стратегия завоевания рыночной доли, заявленная в ноябре 2014 года, формально оказалась успешной, но неприбыльной. Золотовалютный фонд КСА таял на глазах. Во-вторых, американские производители сланцевой нефти оказались гораздо более устойчивыми игроками, способными сократить издержки и выдержать поток новой нефти с Ближнего Востока. В-третьих, все более отчетливо вырисовывался пик спроса на нефть, запасы нефти в земле надо было срочно продавать, и для IPO национального чемпиона нужна была хорошая цена. В-четвертых, в рыночных условиях конца 2016 года, сокращение добычи уже не снижало прибыль КСА, как в 2014 году, а увеличивало ее (Маланичев, 2016). В-пятых, удалось достигнуть консенсус не только внутри ОПЕК, но и впервые присоединить к коалиции страны-наблюдатели.

В качестве других возможных причин сокращения добычи в литературе также обозначены снижение волатильности цены на нефть, обеспечение бездефицитности бюджета КСА⁶⁴, максимизация выручки от продажи нефти на экспорт и ряд других (Griffin, 2017).

Расчет показывает, что в ноябре 2016 года КСА могло бы сократить добычу в одиночку и увеличить свою прибыль. Поэтому присоединившиеся к договоренности страны в 2016 году были лишь приятным бонусом для КСА и хорошим заделом на будущее, но не обязательным условием реализации сокращения добычи.

Хотя, конечно, кооперационное взаимодействие обеспечивает максимальную прибыль участникам (Настыч, 2018). В этом смысле, крупные американские компании, наращивающие добычу, теряют больше, чем находят. Ведь плох тот капиталист, который не хочет стать монополистом в мировом масштабе.

Начало сокращения добычи ОПЕК+ привело к тому, что в первой половине 2017 года снижались как мировые запасы нефти, так и цена. Противоречивость этих тенденций нельзя рассматривать как неудачу стратегии сокращения, ведь без нее падение цены было бы еще сильнее, и прибыль ОПЕК+ была бы меньше.

В этот период инвесторы по-прежнему опасались ускорения роста добычи в США при любых признаках повышения цены WTI. Представители американского нефтяного сектора были оптимистичны относительно роста своей

⁶³ Мониторинговый комитет ОПЕК+ в сентябре обсудит новые ориентиры по сделке ОПЕК+ с 2020 г. Finanz. 02.07.2019

⁶⁴ В 2019 году цена нефти, необходимая для бездефицитного бюджета, составляет выше \$ 90/барр.

добычи и весьма точны в прогнозе ее объемов. Так вице-президент Chevron Райан Кронмайер (Ryan Krogmeier) в марте 2017 года справедливо указывал на то, что «цена безубыточности производителей сланцевой нефти в США опустилась до 30–40 долл./барр. Поэтому, как только фьючерс на 12–18 месяцев вперед превышает 50 долл./барр. многие начинают хеджироваться. К 2020 году добыча сланцевой нефти в США может достигнуть 10 млн барр./сут.»⁶⁵.

Несмотря на все сомнения, страх перед падением цены и увеличенные коммерческие запасы нефти заставили продлить договоренность о сокращении добычи до конца 2017 года. Вследствие этого, в октябре 2017 года рост добычи на американских месторождениях сланцевой нефти безвозвратно обогнал прирост добычи КСА, отсчитываемый с октября 2014 года (Рис. 8.3). Как и в ноябре 2014 года, в ноябре 2016 года своим решением ОПЕК снова попала в «фазу» движения «американского сланцевого маятника»⁶⁶, что привело лишь к усилению амплитуды его колебаний и волатильности цены на нефть.

Со второй половины 2017 года цена нефти марки WTI стала выше так называемой «цены безразличия»⁶⁷ КСА (Рис. 8.5). Это означает, что теперь прибыль КСА не увеличивалась бы при сокращении добычи без коалиции. Снова настал период, когда начала работать только групповая стратегия сокращения добычи. Поэтому дисциплина в ОПЕК+, ее сплоченность и приверженность договоренностям стали решающими условиями получения дополнительной прибыли.

Поддержание дисциплины была непростой задачей, тем более что выгода сделки для ключевого внешнего партнера, которым являлась Россия, была не столь однозначной для наблюдателей рынка. Сделка ограничивала запланированные российскими компаниями вводы новых проектов по расширению добычи нефти в России, объем которых к 2020 году мог бы составить более 1 млн барр./сут.

Особенности налогообложения российских нефтяных компаний, бюджетное правило и структура распределения нефти между внутренним и внешним рынками приводят к тому, что при росте цены нефти на 10 долл./барр. национальные нефтяные компании получают только \$ 1,6/барр.⁶⁸ Поэтому они склонны наращивать выручку, прежде всего, за счет увеличения объемов добычи, а не через влияние на цену. Но договоренность России с ОПЕК связала им руки. И, хотя сделка ОПЕК+ признается выгодной для экономики России в целом, нефтяные компании, в чьих портфелях находятся новые проекты по добыче нефти, зачастую не разделяют оптимизм.

⁶⁵ По данным DPR EIA добыча на сланцевых месторождениях США в июне 2019 года составила почти 8,4 млн барр./сут.

⁶⁶ Маланичев А. Г. Американский маятник. Соглашение ОПЕК+ и перспективы рынка нефти // Нефтегазовая Вертикаль. — 2017. — № 12. — С. 52–57.

⁶⁷ Цена безразличия — это такая цена, при которой объем производства монополиста является оптимальным. Если WTI выше «цены безразличия», то КСА следует увеличивать добычу, если ниже, то — сокращать.

⁶⁸ Russia's Oil Majors and the Problem With Privatizing OPEC. Bloomberg. 30.05.2017



Рис. 8.5. Динамика цены нефти марки WTI и «цены безразличия» для КСА

АМЕРИКАНСКИЙ САНКЦИОННЫЙ БУЛЬДОЗЕР

Сделка ОПЕК+ не смогла остановить падение цены на нефть в первой половине 2017 года. Во второй половине 2017 года на мировую сцену выкатился американский «санкционный бульдозер», который расчистил рынок для американской нефти и обеспечил рост цены для поддержки ее объемов добычи в США. Наиболее сильно от санкций пострадала добыча Венесуэлы и Ирана.

В июле 2017 года администрация президента США ввела санкции против венесуэльской государственной нефтегазовой компании PDVSA, а в 2018 году прекратила торговлю нефтью между США и Венесуэлой из-за «ограничений допуска оппозиции на выборы».

«Коллапс нефтяной отрасли Венесуэлы происходит прямо на наших глазах. Не исключена возможность, что в 2018 году мы станем свидетелями масштабного падения добычи нефти в Венесуэле, и это в корне изменит ситуацию с балансом на нефтяном рынке», — писал в феврале 2018 года глава отдела нефтяной отрасли и рынков МЭА Нил Аткинсон. В результате экономического коллапса, политического и санкционного давления со стороны США с июня 2016 года по июнь 2019 года добыча в Венесуэле потеряла более 1,6 млн барр./сут.

Аналогичным образом складывалась ситуация и вокруг Ирана. С 2017 года все яснее стали формироваться планы США по выходу из ядерной сделки с Ис-

ламской Республикой и ограничению иранского экспорта нефти. 13 октября Президент Трамп совершил акт «политического вандализма»⁶⁹ и отказался подтвердить, что Иран выполняет соглашение по ядерной сделке. Он проигнорировал заключение Международного агентства по атомной энергии и обвинил Иран в продолжение разработки ракетной программы, поставив других участников сделки, в том числе своих союзников, в неудобное положение. Из-за действия санкций и других форсмажорных обстоятельств выполнение сделки двенадцатью членами ОПЕК превысило 100 %.

Одновременно цена нефти поддерживалась слабой буровой активностью в США, что создавало иллюзию угасания американской сланцевой угрозы. «Пик «сланцевого бума» прошел, и сектор ожидает снижение роста в среднесрочной перспективе», — писал в октябре 2017 года Генеральный секретарь ОПЕК Мухаммед Баркиндо.

Несмотря на перевыполнение условий сокращения ОПЕК+, мировые коммерческие запасы нефти оставались еще на повышенном уровне. Поэтому 30 ноября 2017 года сделка ОПЕК+ была продлена на прежних условиях до конца 2018 года с возможным пересмотром ее условий в июне.

Министр энергетики КСА Халид Аль-Фалих справедливо предполагал, что и в 2018 году сделка ОПЕК будет перевыполнена и даже допускает мысль об увеличении добычи, если перебои с поставками будут слишком велики. Действительно, по мнению Министра нефти Ирана Бижан Намдар Зангане, «члены ОПЕК не заинтересованы в росте цен на нефть марки Brent выше 60 долл./барр. из-за сланцевой нефти».

На самом деле это было затишье перед бурей, ведь на пороге стоял полный рекордов 2018 год. Американские компании продолжали работать над снижением себестоимости добычи сланцевой нефти. По мнению главы Pioneer Natural Resources Скотта Шеффилда, высказанному в сентябре 2017 года, «она скоро станет рентабельной при котировках WTI в 25 долл./барр.». И в декабре 2017 года на формациях сланцевой нефти в США снова стала расти буровая активность.

В мае 2018 года реализовался ожидаемый с начала правления Трампа геополитический риск: 8 мая президент США объявил о выходе из международной сделки по ядерной программе Ирана. Уже 22 мая дневная цена нефти марки Brent превысила 80 долл./барр.

Покупателям иранской нефти был отведен срок до 5 ноября 2018 года существенно снизить нефтяной импорт из Ирана. Те страны, которые сумеют это сделать, далее должны были обращаться в Минфин США для получения санкционных отсрочек. Расчистка места для сланцевой нефти США шла полным ходом.

⁶⁹ Trump 'is set upon an act of diplomatic vandalism': Sir Kim Darroch's cables describe how Boris failed to save Iran deal, claim the President was against it for 'personality reasons' and suggest splits among White House advisors. DailyMail. 15.07. 2019.

Иран встретил возвращение санкций ожидаемым образом. С одной стороны, пообещал увеличить степень обогащения урана, с другой — представитель Корпуса стражей исламской революции пригрозил перекрыть Ормузский пролив, по которому поставляется 20 % всей добытой в мире нефти и 35 % нефти, транспортируемой морем.

В ОПЕК понимали опасность дефицита нефти на рынке и высокой цены, которая вызовет сильнейший прилив сланцевой нефти. Для компенсации перевыполнения соглашения страны со свободными мощностями договорились увеличить добычу примерно на 0,84 млн барр./сут. с 1 июля 2018 года. Основаниями для заключения договоренности стали достижение запасами ОЭСР среднего за 5 лет уровня, перевыполнение цели по снижению предложения ОПЕК+ и ожидание снижения поставок нефти из Ирана из-за санкций.

Возможно, что еще одной причиной этого своевременного шага стало желание избежать рисков введения законопроекта США NOPEC, который объявил бы нелегальным картельное ограничение производства нефти⁷⁰. В случае его принятия Конгрессом, на страны ОПЕК распространится действие антимонопольного акта Шермана, на основе которого в начале 20-го века была уничтожена нефтяная империя Джона Рокфеллера.

Однако усилия ОПЕК+ по увеличению добычи, распродажа американского стратегического резерва и временные послабления в ограничении импорта из Ирана не смогли остудить мировой рынок нефти. Опасение нехватки добычных мощностей в мире привело к росту цены нефти, которая 4 октября 2018 года достигла рекордного уровня в 86 долл./барр.

Ситуация резко изменилась в 4-м квартале 2018 года, когда глубокая коррекция американского фондового рынка обрушила цену на нефть. ОПЕК+ оперативно отреагировала на изменение ситуации, и 7 декабря ее участники договорились сократить добычу на дополнительные 1,2 млн барр./сут., начиная с января 2019 года. В итоге суммарное целевое ограничение добычи с 2016 года составило 3 млн барр./сут. В июле сокращение было продлено до марта 2020 года, а участники ОПЕК+ оформили свои отношения в виде Хартии о бессрочном сотрудничестве⁷¹.

Эффективность сделки ОПЕК+ прекрасно подытожил глава РФПИ Кирилл Дмитриев: «То, что сейчас с Саудовской Аравией и со странами ОПЕК есть историческое соглашение, которое выполняется на 100 % и которое привело к дополнительным 7 трлн руб. доходов российского бюджета и росту прибыли наших нефтяников более чем на 25 %, — это, безусловно, исторический успех России»⁷². Министерство энергетики России оценило будущий дополни-

⁷⁰ Принятие в США билля NOPEC грозит распадом ОПЕК. Финмаркет. 05.07.2019

⁷¹ Тема недели: Хартия плюс ОПЕК. Нефть и капитал. 05.07.2019

⁷² РФПИ: Россия может не продлить сделку с ОПЕК о сокращении добычи. Коммерсант. 05.06.2019

тельный доход для бюджета РФ от продления сделки на 2019–2020 годы в размере 3,5 трлн руб.⁷³

Новые пониженные квоты и действие санкций против Ирана и Венесуэлы в июне 2019 года опустили производство сырой нефти ОПЕК до минимального уровня за последние двадцать лет — ниже 30 млн барр./сут. (Рис. 8.6). Доля ОПЕК упала до 36 %, что не встречалось в течение последних 30 лет. С такими показателями Организация вступила в четвертый год сокращения добычи, что является вторым по длительности сроком сокращения после неудачного регулирования рынка в начале 80–х годов прошлого века.

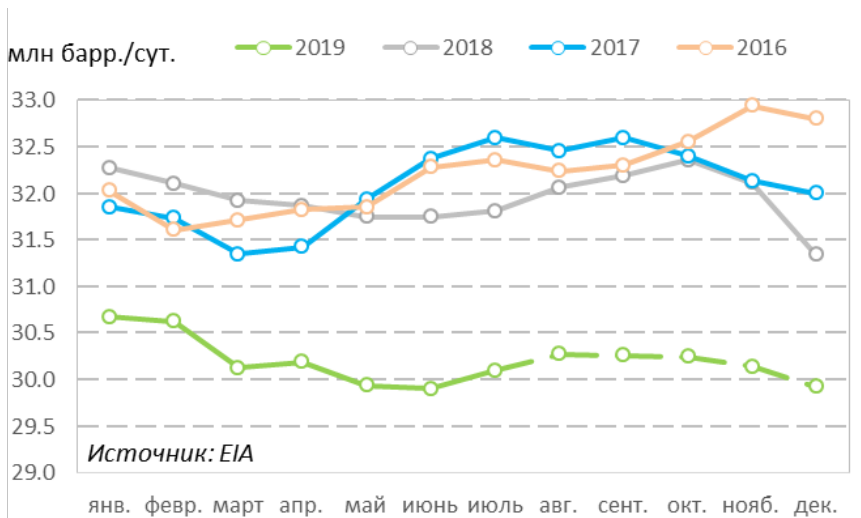


Рисунок 8.6. Динамика добычи ОПЕК

Источник: EIA

Благодаря тому, что добыча на сланцевых месторождениях США имеет гораздо более короткое время отклика на изменение цены, чем добыча на месторождениях в Северном море в 70–е годы прошлого века, ОПЕК+ удалось нащупать рыночное равновесие и оперативно балансировать в его окрестностях. Важно, чтобы все участники коалиции выучили урок саудовского «королевского гамбита» 2014–2016 годов и теперь правильно понимали свои финансовые интересы, чтобы не пытаться реализовать «стратегию безбилетника».

Слабые финансовые результаты американского нефтедобывающего сектора ведут к его консолидации и увеличению доли ТНК⁷⁴, что в дальнейшем откроет возможность ведения переговоров с ключевыми игроками. Согласно планам

⁷³ Соглашение ОПЕК+ может принести бюджету 3,5 триллиона рублей, заявил Новак. РИА Новости. 07.07.2019

⁷⁴ Oil majors rush to dominate U.S. shale as independents scale back. Reuters. 20.03.2018

Еххон и Chevron, только их доля в добыче в провинции Permian к 2024 году приблизится к 1/3.

В наши дни сложно предвидеть, что на горизонте 10 лет случится первым: будет достигнут пик добычи сланцевой нефти в США или крупные игроки сланцевой индустрии присоединятся к коалиции ОПЕК+, чтобы продлить «сланцевое эльдорадо». Что бы там ни было, мировой нефтяной индустрии надо будет достойно и во всеоружии подготовиться к грядущему энергопереходу. Но это уже совсем другая история.

Глава 9. Влияние сланцевой революции на мировые цены на нефть: до и после ОПЕК+

*В.В. Семикашев,
А.Ю. Колтаков*

ЭВОЛЮЦИЯ МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ

Первое десятилетие XXI века характеризовалось относительно высокими ценами на нефть, значительно превосходящими уровни издержек в отрасли. Основной причиной этого принято считать приобретение рынком нефти свойств финансового рынка, основанного на ожиданиях инвесторов⁷⁵. Это стало следствием ряда институциональных преобразований в США на рубеже веков, что привело к массовому приходу на нефтяной рынок финансовых агентов, для которых деривативы на нефть стали обычным портфельным активом, способным приносить прибыль в отрыве от физических поставок.

Они принимали инвестиционные решения, основываясь на общих ожиданиях экономического роста мировой экономики или локальных дефицитах предложения нефти, связанных с геополитическими конфликтами в добывающих странах и регионах. Так, с 2003 г. рынок характеризовался перманентными ожиданиями дальнейшего роста мировой экономики, динамичной автомобилизации населения развивающихся стран, повышения потребления нефти и, соответственно, ее цены.

Это создавало спрос на нефтяные фьючерсы и, в свою очередь, повышало биржевые цены на нефть, поддерживая веру в их дальнейший рост. За 2003–2008 гг. цена нефти выросла с 30 до 144 долл./барр. (в пике), и этот восходящий тренд был прерван мировым финансовым кризисом, в результате которого цена обрушилась до 34 долл./барр. Важную роль в переломе падения цен сыграло заявление Организации стран–экспортеров нефти (ОПЕК) о сокращении добычи нефти на 4,5 млн барр./день.

Рынок отреагировал на факт принятия данного решения восстановлением цен до 60–70 долл./барр. И уже с 2009 г. возобновился рост нефтяных цен на фоне оптимистичных настроений о преодолении мировой экономической кризисного периода и ожиданий ее восстановления. Начавшаяся в 2010 г.

⁷⁵ Бушуев В., Исаин Н. Насколько закономерны цены на нефть? Нефть России. 2012. № 12. С. 19–23; Жуков С. В., Копытин И. А., Масленников А. О. Интеграция нефтяного и финансового рынков и сдвиги в ценообразовании на нефть. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А. С. Некрасова)». Сто двадцать восьмое заседание от 27 марта 2012 года. Издательство: ИПП РАН, Москва. 2012.; Конопляник А. А. Однополярный нефтяной мир — реальная перспектива. Экспертный канал «Экономическая политика». 5 сентября 2013 г.

«Арабская весна» привела к выпадению добычи нефти в ряде ближневосточных и африканских стран, на что рынок отреагировал скачком цен до 110–120 долл./барр. Как результат, для всех стала нормальной ситуация с ценой нефти, превышающей 100 долл./барр.

К 2010 г. в экспертной среде сложилась концепция допустимого коридора цен, с помощью которой давалось объяснение «нормальности» таких высоких цен на нефть. Она гласит, что цена устанавливается из текущего биржевого баланса спроса и предложения на нефтяные деривативы, отражающего ожидания финансовых инвесторов, но при этом существуют и долгосрочные фундаментальные факторы, ограничивающие колебания цены сверху и снизу⁷⁶. В отдельные кратковременные периоды цена может пересекать эти границы, однако под действием фундаментальных факторов она непременно возвращается в допустимый коридор.

В качестве факторов, задающих верхнюю границу коридора, выступают уровень конкурентоспособности альтернативных моторных топлив на транспорте и предел платежеспособности спроса. Последний проявлялся в том, что, когда доля затрат на потребление нефти в мировом ВВП превышала 4–5 % в номинальных ценах, это сопровождалось кризисами в развитии мировой экономики⁷⁷. Считалось, что предельный верхний уровень цен составляет 120–130 долл./барр.

Нижняя граница коридора определяется действием двух факторов. Во-первых, предельной себестоимостью добычи нефти. Во-вторых — ценой нефти, обеспечивающей бездефицитные бюджеты нефтедобывающих стран. В первую очередь это относится к Саудовской Аравии, которая может выступать в роли «маневренного» поставщика, способного в короткие сроки нарастить или уменьшить объемы поставок нефти на мировой рынок с целью воздействия на ее цену.

Именно последний фактор обосновывал нижнюю границу допустимого коридора цен на уровне 80–90 долл./барр. Такой была цена нефти, обеспечивающая бездефицитный бюджет Саудовской Аравии. Вероятность падения мировых цен нефти ниже этого уровня считалась низкой.

Между тем, летом 2014 года началось падение мировых цен на нефть, которые в среднегодовом выражении упали со 110 до порядка 45–55 долл./барр. На наш взгляд, основной причиной таких резких изменений является разбалансировка физических показателей рынка нефти. На рис. 9.1 показана динамика цены нефти Brent и оценка накопленного с 2006 г. в мире дефицита (–) или профицита (+) фактического производства нефти по сравнению с ее потреблением.

⁷⁶ Конопляник А. А. В поисках справедливости. Нефть России. 2011. № 10. С. 30–33.; Конопляник А. А. В поисках справедливости. Нефть России. 2011. № 11. С. 11–16.

⁷⁷ Башмаков И. А. Цены на нефть: пределы роста и глубины падения. Вопросы экономики. 2006. № 3. С. 4–6.; Цибульский В. Ф. Энергетический индикатор состояния экономики. Доклад на Открытом семинаре «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А. С. Некрасова)» от 28 мая 2013 г.

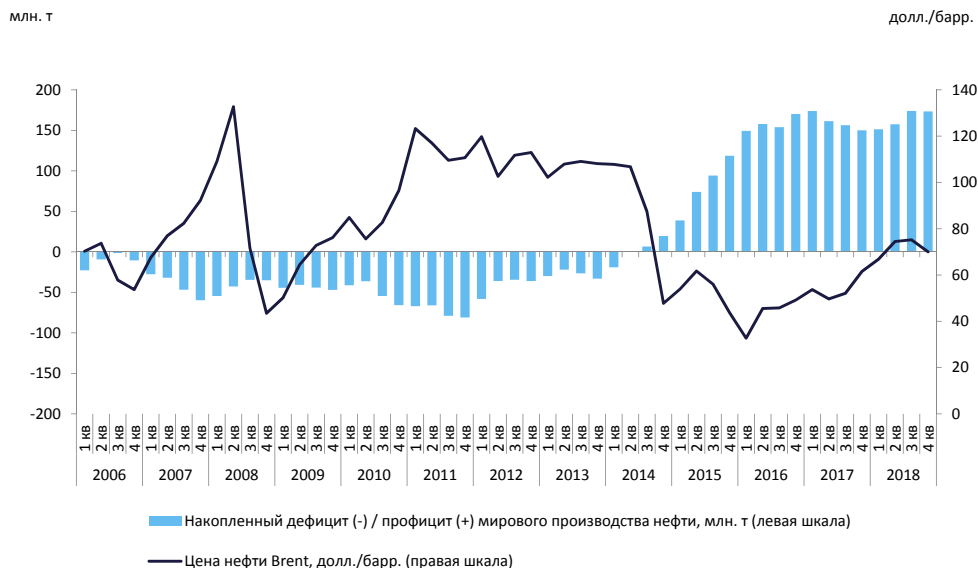


Рисунок 9.1. Сравнительная динамика накопленного дисбаланса мирового производства (по сравнению с потреблением) и цены нефти,

Источники: ОПЕК, IEA, EIA, оценки авторов

Определенная корреляция этих показателей видна и в начале рассматриваемого временного интервала, хотя резкие рост и падение цены нефти в 2008 г. в первую очередь стали следствием мирового финансового кризиса.

С 2010 г. наблюдается очень хорошая корреляция: периоды, когда накопленный дефицит производства нефти (по отношению к потреблению) увеличивается или накопленный профицит уменьшается, совпадают с периодами роста цены; а периоды сокращения дефицита или увеличения профицита — с периодами падения цены.

Превышение текущих показателей производства нефти над ее потреблением началось с конца 2011 — начала 2012 годов, когда стартовало динамичное наращивание добычи сланцевой нефти в США. Период 2012–2013 гг. характеризовался относительно высокими ценами на нефть на фоне стабилизации физических показателей, что стало следствием интересного феномена — на протяжении 2 лет прирост добычи сланцевой нефти был практически эквивалентен выпадению добычи в Иране, Ливии и некоторых других странах. Однако в 2014 г., когда рост добычи сланцевой нефти перестал компенсироваться наращиванием потребления и выбытием производства в других странах, на мировом рынке начал образовываться существенный накопленный профицит предложения нефти, за чем последовало резкое падение цен.

Наращение накопленного профицита производства нефти продолжалось вплоть до конца 2016 г., когда была заключена сделка о сокращении добычи между ОПЕК и другими нефтедобывающими странами, не входящими в картель (в том числе Россией), которая получила название ОПЕК+. Цель сделки — обеспечить более высокие цены на нефть за счет снижения предложения на рынке на 1,7–1,8 млн барр./сутки.

Сделка заключалась при цене нефти ниже 50 долл./барр. На фоне подписания соглашения в декабре 2016 года цена нефти превысила отметку 50 долл./барр., а к концу года вплотную подобралась к уровню 55 долл./барр.

Фактические действия по ограничению добычи применяются альянсом ОПЕК+ с начала 2017 года (Рис. 9.2).

В первый год среднесуточный объем нефти, который фактически снимался с рынка, составлял 1,7 млн барр./сутки. Цена нефти к концу 2017 года достигла порядка 65 долл./барр.

В первые пять месяцев 2018 года объем ограничения добычи превышал достигнутые прежде договоренности и составлял в среднем 2,3 млн барр./сут. Однако в июне–декабре ОПЕК+ вернулся к прежним показателям — среднесуточное ограничение составляло 1,7 млн барр./сут.. Цена нефти продолжала постепенно расти, и в октябре 2018 года находилась на своем локальном пике выше 80 долл./барр.

Следствием выросших цен стало динамичное наращивание добычи нефти в США, преимущественно за счет разработки сланцевых запасов. Особенностью сланцевой добычи является короткий инвестиционный цикл, составля-

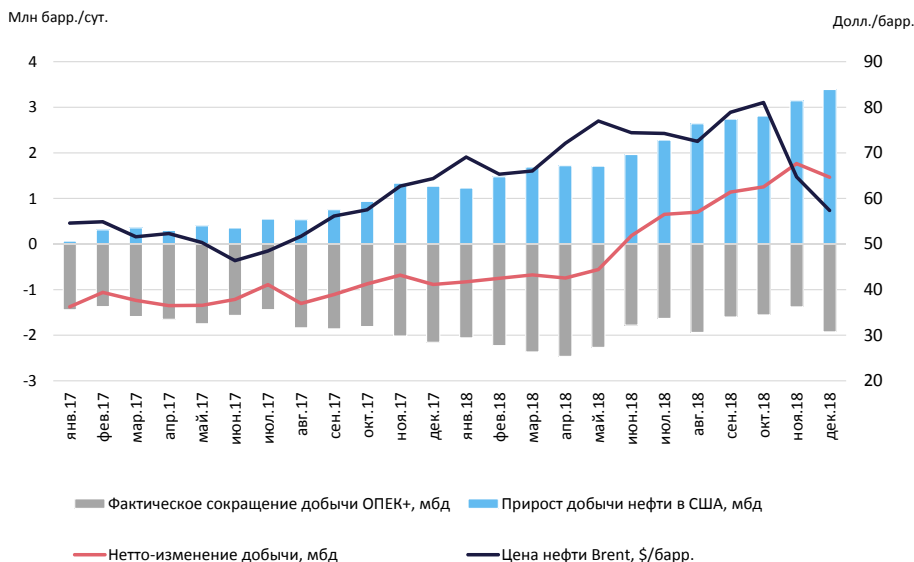


Рисунок 9.2. Изменение мировой добычи нефти во время действия сделки ОПЕК+

Источники: Bloomberg, EIA

ющий всего несколько месяцев. Более высокие цены на нефть привели к интенсификации этого направления. И уже в июне 2018 года прирост сланцевой добычи за период действия соглашения ОПЕК+ превысил объем ограничения предложения нефти со стороны альянса.

Из-за вновь возникшего профицита предложения на рынке цена нефти резко обвалилась в 4 квартале, и в декабре 2018 года составляла в среднем 57 долл./барр. Как результат, в декабре 2018 года альянс ОПЕК+ договорился обновить параметры сделки, чтобы снизить свою добычу на 1,2 млн барр./сут..

Все это очень четко демонстрирует, что в период 2010–2014 гг. произошла трансформация мирового рынка нефти, в результате чего прежние механизмы ценообразования стали в большей степени ориентированными на текущие физические показатели отрасли. Это следствие встраивания в глобальную кривую предложения американской сланцевой нефти, которая стала фактором повышения ценовой гибкости мирового производства нефти⁷⁸. Причем этот элемент гибкости носит не ручной (как это имеет место в случае с ОПЕК+), а объективный технико-экономический характер⁷⁹.

Вероятно, понимание этого фактора, постепенно приобретающее всеобщий характер, является важнейшей причиной столь отчетливо проявляющейся корреляции динамики мировой цены нефти и физических показателей рынка нефти, которое было отмечено на рис. 9.1.

На основе такой логики в ИМП РАН была разработана система для согласованного прогнозирования мировой добычи нефти в разрезе ключевых производителей и уровня цен на нее⁸⁰. Подход заключается в попытке совмещения идей граничного и балансового подходов, а именно описанной выше концепции допустимого коридора цены (с исключением неактуального фактора бездефицитности бюджетов стран-экспортеров) с выявленной на рис. 9.1 зависимостью мировой цены на нефть от показателя накопленного физического профицита/дефицита ее предложения, которая прослеживается в последние годы.

⁷⁸ М. Н. Узяков, А. А. Янтовский, М. Ю. Ксенофонтов, В. В. Семикашев, А. Ю. Колпаков. Комплексный подход к построению согласованных сценариев мировых производств, потребления и цены нефти. Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 8–14.

⁷⁹ Особенностью разработки месторождений сланцевой нефти является не только высокая скорость падения производительности эксплуатируемых скважин (за первый год дебит снижается в 3–5 раз), но и относительно короткий период времени, необходимый для ввода в эксплуатацию новых скважин — несколько месяцев, тогда как для традиционных проектов период между принятием инвестиционного решения и началом промышленной добычи составляет несколько лет. Вследствие этого объемы добычи сланцевой нефти относительно быстро реагируют на изменение цены нефти — когда цена высокая, происходят масштабные инвестиции и оперативно вводятся новые мощности; когда цена падает, бурение и ввод новых скважин замедляются, а добыча на разрабатываемых мощностях динамично снижается по характерным траекториям.

⁸⁰ Семикашев В. В., Колпаков А. Ю. Построение согласованных сценариев мировых производств, потребления и цены нефти. Материалы сто шестьдесят седьмого заседания постоянно действующего открытого семинара «Экономические проблемы отраслей топливно-энергетического комплекса (семинар А. С. Некрасова)» от 29 марта 2016 г.

Для этого цена берется как функция от накопленного дисбаланса спроса и предложения нефти, который сам является очень многофакторным, поскольку включает в себя самые разные аспекты добычи и потребления нефти.

Логика используемой функции заключается в том, что в зависимости от того, в какой ситуации находится рынок (растущий дефицит, сокращающийся дефицит, растущий профицит, сокращающийся профицит или точка перехода между этими состояниями), функция определяет направление изменения и шаг изменения цены.

Цена в текущем году определяет уровень и структуру добычи по странам. В том числе структуру добычи нефти в США с выделением доли сланцевой нефти. По итогам взаимодействия добычи (предложения) нефти с потреблением (спросом) текущего года оценивается избыток или недостаток нефти за текущий год, который плюсуется к накопленному дисбалансу. После этого оценивается изменение цены на нефть в текущем году по вышеописанному алгоритму.

Этот подход использовался для решения задачи по оценке последствий участия России в сделке ОПЕК+ в ближайшие годы и эффектов на добычу сланцевой нефти в США.

ДОБЫЧА НЕФТИ В США VS СДЕЛКА ОПЕК+

Россия выступила одной из ключевых сторон сделки ОПЕК+ и в качестве организатора, и с точки зрения ограничения добычи (Рис. 9.3). Таргет для России в рамках соглашения на 2017–2018 годы заключался в ограничении добычи на 300 тыс. барр./сут. (около 15 млн т) от уровня октября 2016 года, т. е. равнялся 10,9 млн барр./сутки.

Целевой уровень был достигнут к маю 2017 года и выполнялся вплоть до мая 2018 года. Но с июня 2018 года Россия была в числе стран, которые решили нарастить добычу, что оказалось возможным на фоне удержания высоких цен и более серьезного, чем ожидалось, сокращения производственных показателей нефтедобывающих отраслей Венесуэлы, Анголы, Мексики. В результате по итогам 2018 года среднесуточная добыча нефти в России составила 11,16 млн барр./сут. (по сравнению с 10,98 млн барр./сут. в 2017 году).

После пересмотра параметров сделки ОПЕК+ был установлен новый таргет России на первое полугодие 2019 года — ограничение добычи на 230 тыс. барр./сут. от уровня октября 2018 года, т. е. 11,2 млн барр./сут. При выполнении договоренностей Россия может нарастить добычу по итогам 2019 года, но всего на 0,4 %, что существенно ниже имеющегося потенциала.

За первые два года действия ОПЕК+ нефть существенно подорожала. Безусловно, ключевым фактором стала сделка, и роль России в ее заключении и реализации высока. Если предположить, что без сделки ОПЕК+ цена на нефть в 2017–2018 гг. была бы в диапазоне 40–50 долл./барр., то выгоду России от ре-

Млн барр./сут

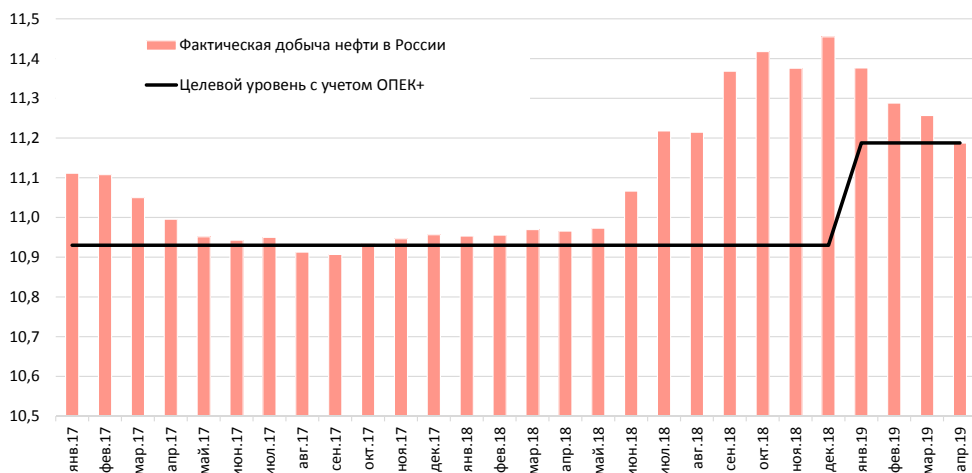


Рисунок 9.3. Добыча нефти в России в период действия сделки ОПЕК+

Источник: Минэнерго России

ализации и участия в соглашении можно оценить порядка 100–150 млрд долларов дополнительной выручки. Упущенная же выгода от не наращивания добычи может быть оценена на два порядка ниже. Таким образом, сделку ОПЕК+ надо признать крайне успешной.

Увеличение доходов от экспорта нефти внесло свой вклад в экономический рост и макроэкономическую стабильность по двум каналам:

- 1) высокие цены на нефть формируют более устойчивые макроэкономические условия функционирования российской экономики;
- 2) рост доходов российских нефтяных компаний.

Однако бюджетное правило, которое заключается в стерилизации доходов бюджета от налогов на нефть при ценах выше 40 долл./барр., не позволяет использовать третий канал — рост доходов бюджета от высоких цен на нефть для развития экономики или увеличения уровня потребления внутри страны.

Вместе с влиянием на цены и ростом доходов производителей нефти развивался и процесс восстановления (после снижения 2016 г.) и наращивания добычи сланцевой нефти в США. Если тенденции продолжатся, то страны-участницы ОПЕК+ будут снижать добычу, поддерживая более высокие цены через механизм балансирования спроса и предложения на мировом рынке нефти. А США будут пользоваться этим высоким уровнем цен на нефть и наращивать сланцевую добычу. При этом сланцевая нефтедобыча в США будет развиваться инновационно и повышать свою конкурентоспособность.

Для России же ограничения на добычу будут сдерживающим фактором для реализации экспортного потенциала страны и развития экономики. Участие

России в сделке заставляет нефтяные компании откладывать сроки реализации добычных проектов, при этом основная выгода от сделки в виде высоких цен консервируется в виде резервов, а не идет на развитие экономики страны⁸¹.

В связи с этим встает вопрос оценок дальнейшего участия России в сделке ОПЕК+. На рис. 9.4 представлены оценки цены нефти при разных сроках окончания действия сделки ОПЕК+ на основе расчётов по выше описанной модели.

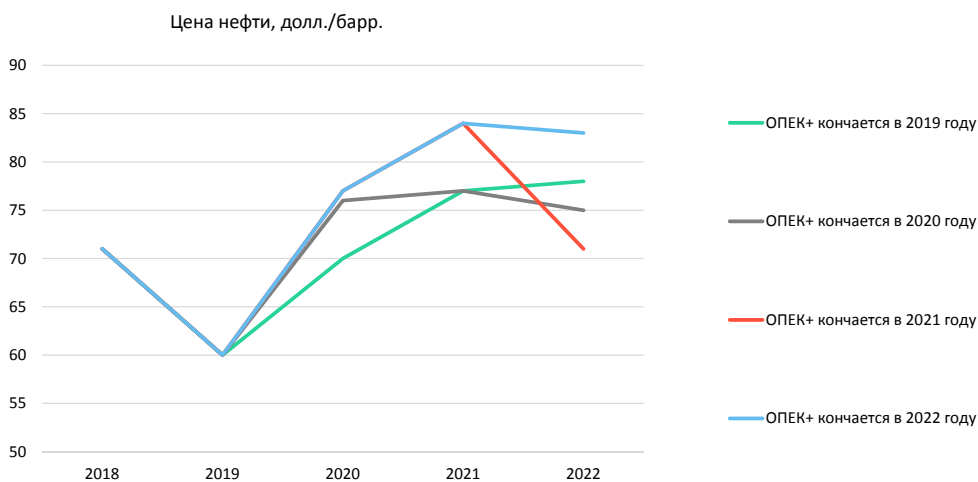


Рисунок 9.4. Оценка мировых цен на нефть при разных сроках окончания ОПЕК+

Источник: оценки ИНП РАН на основе собственного модельного комплекса для анализа мировой и российской энергетики [8, 9]

Оценки показывают, что утвержденным условиям на 2019 год может оказаться недостаточно даже для удержания цен — добыча в США набрала слишком быстрые обороты. В случае если на мировом рынке произойдет внеплановое сокращение предложения (например, в Венесуэле, Мексике, Анголе), то цена, безусловно, продемонстрирует более высокие значения. Но это не отменяет ключевого сдерживающего фактора — сланцевой нефти США. Однако далее будет наблюдаться растущий тренд в динамике цен, потому что мировое потребление надежно растет, и начинают сказываться эффекты произошедшей инвестиционной паузы после обрушения рынка в 2014 году, которые ведут к сдерживанию предложения.

Если ОПЕК+ будет сохраняться в последующие годы, мировая цена окажется выше на период действия соглашения. Однако существует серьезный риск — чем дольше действует сделка, тем сильнее упадет цена нефти после ее завершения. Причина — добыча в США. Наши оценки показывают, что, сдер-

⁸¹ А. А. Широков. Энергетическая стратегия в контексте достижения целей развития экономики России // Ж. Энергетическая политика, № 1, 2019

живая свою добычу и обеспечивая более высокую цену, члены ОПЕК+ отдают все большую нишу на рынке. Так, при действующем соглашении к 2022 году США будет добывать минимум на 1 млн барр./сут. больше нефти, чем при завершении ОПЕК+ уже в 2019 году.

То есть на рынке, где действует ОПЕК+, Россия зарабатывает только на цене, а США — на цене и объемах реализации (Рис. 9.5). Это позволяет США окупать затраты на развитие сланцевой индустрии, значимая часть которой в обычных условиях является менее конкурентоспособной по сравнению с традиционными производителями и развивалась бы с менее впечатляющими темпами.

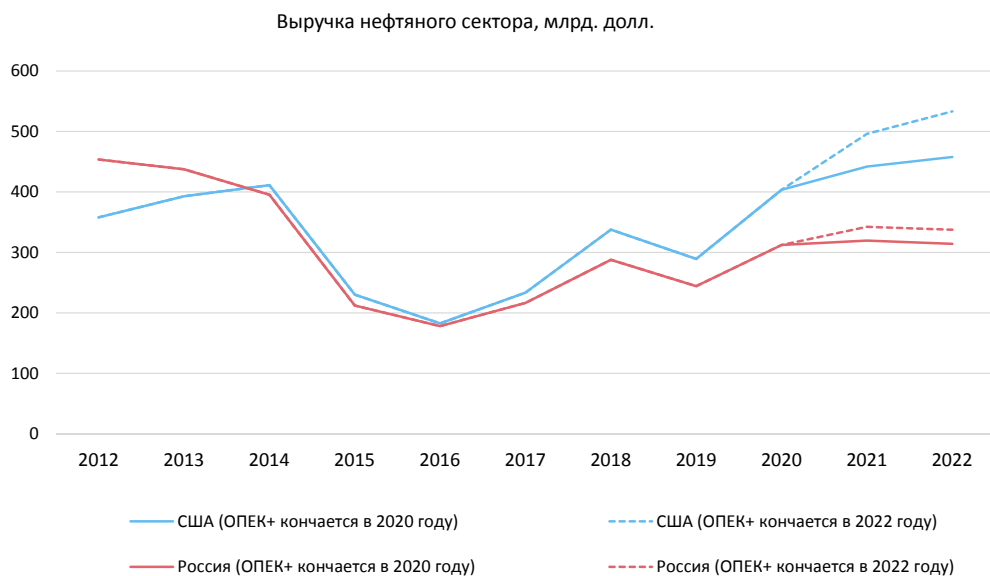


Рис. 9.5. Выручка нефтяного сектора России и США при действии ОПЕК+

Источник: ИНП РАН

Таким образом, возникают сомнения в целесообразности дальнейшего участия России в сделке ОПЕК+. Существуют вполне разумные аргументы в пользу того, что реализация собственного потенциала добычи в России может оказаться взвешенным решением уже в среднесрочной перспективе, а потенциал влияния сделки ОПЕК+ на цены на нефть уже реализован. На фоне роста добычи сланцевой нефти в США ограничения добычи в странах-участниках ОПЕК+ влиять на рост цен не удастся. По крайней мере, пока сланцевая добыча не приблизится к своему пику, что является крайне неопределенным вопросом.

Действительно, динамичное наращивание добычи нефти в России может создавать предпосылки для снижения цен, но:

- бюджет страны балансируется при цене Urals 40 долл./барр.;
- низкая цена означает более высокий рост мирового спроса на нефть. Как пример — в 2015 году на фоне низких цен мировое потребление нефти выросло на колоссальную величину — 1,9 млн барр./сут.;
- низкая цена означает проблемы для добычи в США. Ретроспективный анализ показывает, что «слом» производственных показателей в нефтедобыче США случился при цене 50 долл./барр. Возможно, этот пороговый диапазон уже сместился вниз, однако чувствительность сланцевой промышленности к ценовой динамике остается значительной;
- 2018 год показал, что Россия умеет пополнять бюджет и резервы. Однако это не трансформируется в значимое ускорение экономической динамики и роста уровня жизни в стране. Поэтому важнейшая задача современной экономики России не в зарабатывании финансовых ресурсов, а в эффективном использовании уже заработанных средств.

Часть III. Газовые рынки

Глава 10. США: От добычи сланцевого газа к экспорту СПГ

Н.А. Иванов

Едва ли кто-то в 2019 году станет спорить, что американская сланцевая революция заметно повлияла на мировые энергетические рынки вообще и на газовые рынки в частности. В первую очередь это влияние ощутили на себя сами американские рынки: страна в короткий срок оказалась затоварена газом, цены упали, снизился импорт и встал вопрос о необходимости экспортировать избыточный газ в сжиженном виде. Но еще в середине нулевых годов это влияние было неочевидно, изменения стали происходить слишком быстро, чтобы государство могло их фиксировать и своевременно реагировать.

ЭКСПОРТ ГАЗА И ОБЩЕСТВЕННЫЕ ИНТЕРЕСЫ

Энергетическая сфера в США регулируется несколькими законами, в которых упоминается юридический термин «public interest» — общественные интересы⁸². В Законе о природном газе от 1938 года (The Natural Gas Act, NGA) говорится: «Никто не должен экспортировать природный газ из США или импортировать его из других стран без разрешения министра энергетики. Министр должен выпустить соответствующий приказ в ответ на заявку, после того как убедится, что предполагаемый экспорт или импорт не будет противоречить общественным интересам».

Закон об энергетической политике и энергосбережении (The Energy Policy and Conservation Act) от 1975 года говорит, что президент может запретить экспорт природного газа, как и экспорт любого ископаемого топлива, пока не убедится, что этот экспорт «соответствует общественным интересам». Конгресс принял этот закон в 1975 году, когда нефтяные цены выросли в четыре раза за три года, что вызвало энергетический кризис и сильно ударило по потребителям и по экономике США в целом.

Автоматически даются разрешения на экспорт газа в страны, с которыми у США подписаны соглашения о свободной торговле (FTA). Но главные потребители находятся в странах, не входящих в список FTA — это Япония, Китай,

⁸² Понятие public interest можно перевести двояко — как общественные или как государственные интересы; соответственно, в американской практике сохраняется двойственное понимание этого термина. В данном контексте говорится об «общественных интересах» в широком смысле.

Индия, страны Европы. В отношении этих стран действует значительно более строгое законодательство, экспорт газа в них осуществляется по специальному разрешению федерального правительства, выдаваемому при условии соблюдения общественных интересов [23].

За соблюдение общественных интересов в сфере экспорта газа отвечает подразделение Департамента энергетики — Отдел минеральных сырьевых ресурсов (Office of Fossil Energy, DOE/FE). Важным аспектом решения об экспорте остается то, что разрешение может быть дано, только пока оппоненты не доказали, что экспорт нанесет ущерб США.

Процедура согласования предполагает, что информационный пакет по каждому заявленному проекту публикуется в интернете для получения публичных комментариев — все заявочные документы, все результаты экспертиз и согласований, все официальные обращения в поддержку проектов и т. п. Компании-заявители обязаны отреагировать на полученные комментарии и обращения представителей общественности, прежде чем получают окончательное разрешение на экспорт и строительство заводов по сжижению газа и экспортных терминалов. Эта процедура отрабатывается, дополняется и совершенствуется практически в режиме реального времени.

Общий объем экспорта СПГ в страны, с которыми у США нет подписанных договоров о свободной торговле, по всем предложенным проектам может составить до 300 млрд куб. м в год, а это может серьезно деформировать энергетические рынки мира с непредсказуемыми последствиями для самих США. Поэтому помимо анализа конкретных проектов правительству приходится оценивать общую рыночную ситуацию.

ПЕРВЫЙ ЭКСПОРТНЫЙ ПРОЕКТ — NIKISKI

Опыт анализа конкретных проектов экспорта СПГ был накоплен в США еще с 1960-х годов. Первым проектом экспорта американского СПГ стали поставки с завода Nikiski в Кенае (Аляска). Впервые этот проект получил разрешение на экспорт в 1967 году, а первый танкер был отправлен на экспорт в 1969 году. Никто не возражал против этого экспорта на протяжении двух десятилетий, поэтому разрешения давались относительно просто. Оппозиция отсутствовала, а вместе с ней отсутствовали общественные интересы, препятствующие экспорту, поскольку не было других претендентов на газ завода в Никиски [17].

Завод был построен после открытия крупных нефтяных месторождений на юге Аляски в бассейне Cook Inlet в течение 1960-х годов. Бурение на нефть также обнаружило большое количество природного газа. Но для этого газа не было местного рынка. Поэтому было решено выходить на внешний рынок. Местные электростанции были переведены на газ, а для снабжения жителей и промышленных потребителей была построена сеть газопроводов. Но местный спрос на газ не соответствовал масштабам добычи.

В результате возникли два экспортных проекта. В 1969 году компания Union Oil Co. of California, производитель газа на Cook Inlet, построила завод минеральных удобрений, который использовал природный газ в качестве сырья. В этом же году две другие добывающие компании — Phillips и Marathon — открыли свой завод СПГ в Никиски.

Изначально было получено разрешение на экспорт СПГ в Японию сроком на 15 лет. Правительство США продляло разрешения на экспорт газа из Никиски трижды — между началом 1980-х и началом 1990-х. Каждый раз продление разрешений не встречало возражений.

Но заявка Phillips/Marathon от 31 декабря 1996 на продолжение экспорта до 2009 года столкнулось с резкой оппозицией. Размышления Министерства энергетики, точнее, его офиса DOE/FE, длились 27 месяцев, пока 2 апреля 1999 года не было дано заключение, содержащее двойное отрицание: экспорт «не показал, что не соответствует общественным интересам» [142].

Борьба вокруг этого одобрения отразила два фактора, совпавших в конце 1990-х для месторождения Cook Inlet. Во-первых, местный спрос на газ вырос до такой степени, что мог поглотить всю добычу. Во-вторых, месторождения, вступившие в строй в 1960-х, стали старыми, и добыча уже вошла в финальную падающую фазу. Возникли опасения относительно нехватки газа для местного потребления.

Но на DOE/FE давили многочисленные политики и промышленники, поддерживающие экспорт газа, чтобы создать на Аляске дополнительные рабочие места, получить местные налоги и роялти, стимулировать местную газовую добычу и помочь выправить торговый баланс США.

В своем решении Департамент энергетики отверг аргументы противников продолжения экспорта газа из Никиски. В расчет просто не были приняты никакие аргументы, оспаривающие утверждения компаний Phillips и Marathon, что на Cook Inlet газа хватит всем.

В заключении было сказано, что Закон о природном газе «создает презумпцию на основе статутного права в пользу одобрения заявки на экспорт, и Департамент энергетики обязан дать разрешение на продолжение экспорта, пока не будут представлены доказательства, что <...> предполагаемое продолжение экспорта противоречит общественным интересам. Оппоненты этого решения должны сами нести бремя доказательства, которое оспорит эту презумпцию». Таким образом, решение Департамента энергетики означает, что при экспорте СПГ энергетические ресурсы Аляски будут осваиваться эффективно к взаимной выгоде как производителей, так и потребителей.

Департамент энергетики также считает, что помимо уменьшения дефицита внешней торговли «общественный интерес в свободной торговле обычно поддерживает предложения экспорта. Конкуренция на мировых энергетических рынках содействует эффективной добыче и потреблению энергетических ресурсов, так же как и низким ценам, в то время как при появлении искусственных барьеров могут возникнуть экономические диспропорции».

В 2010 году Департамент энергетики продлил экспорт с завода СПГ в Никиски до марта 2013 года. В 2011 году Департамент энергетики таким же образом нейтрализовал оппонентов проекта компании Cheniere Energy и одобрил экспорт СПГ с завода в Sabine Pass в Луизиане.

Официальный представитель офиса ископаемого энергетического сырья заявил в ноябре 2011 года на слушаниях в Конгрессе о целесообразности экспорта газа: «Учитывая растущую заинтересованность отечественных производителей в экспорте СПГ, министерство признает, что разрешение, выданное заводу в Sabine Pass, может иметь долгосрочные последствия, и дальнейшая выдача разрешений на экспорт может представлять угрозу для общественных интересов. Министерство энергетики уверяет, что будет отслеживать кумулятивный эффект от принятых решений и примет необходимые меры по отношению к будущим заявкам».

ПРОГНОЗЫ ДОБЫЧИ

Управление энергетической информации Департамента энергетики США (U.S. Energy Information Administration, EIA) — по закону независимый правительственный орган информации и анализа — в своих ежегодных прогнозах постепенно подходило к пониманию перспективности добычи газа из нетрадиционных источников. Эта эволюция взглядов видна на следующих графиках. В начале 2000-х этой уверенности не было вовсе, 20-летний прогноз не предполагал значительного роста нетрадиционной добычи (Рис. 10.1). Добыча газа из традиционных источников на суше обещала более существенный рост.

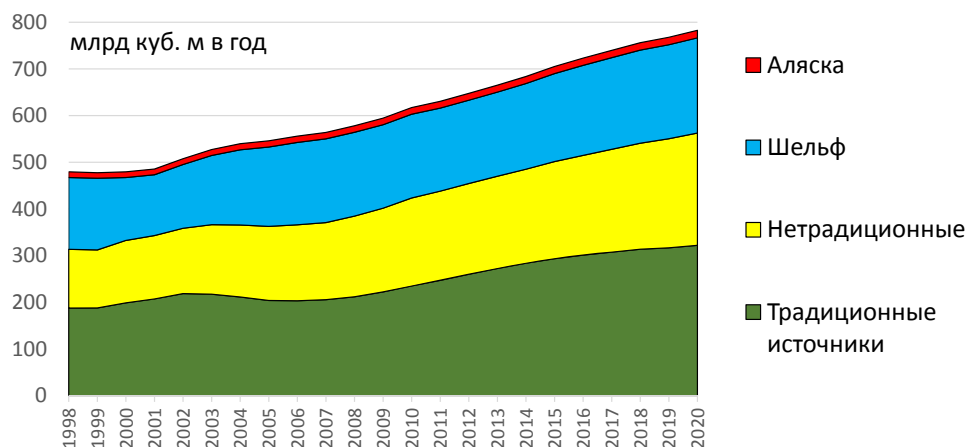


Рисунок 10.1. Двадцатилетний прогноз добычи газа в США от 2001 года

Источник: Energy Information Administration, AEO 2001

Газ из трех нетрадиционных источников — метан угольных пластов, газ плотных песчаников и сланцевый газ — все вместе показывали весьма слабую перспективу роста. Выделять из всех нетрадиционных именно сланцевый газ и отмечать в своем прогнозе связанные с ним перспективы ЕІА не считало нужным.

В 2002 г. на газовом рынке произошло знаковое событие — компания пионера сланцевой добычи Джорджа Митчелла Mitchell Energy & Development была приобретена компанией Devon Energy за 3,5 млрд долл. Бизнес уже ясно видел сланцевую перспективу, но в 2003 году для прогнозных моделей ЕІА данных для обозначения новой тенденции было еще недостаточно. Сланцевой революции ЕІА не придавало особого значения (Рис. 10.2). Правда, традиционная добыча в базовом сценарии до 2025 года тоже роста уже не показывала.

В 2008 г. добыча газа из трех нетрадиционных источников впервые составила более половины общей добычи газа в США. Прогноз 2009 г. основывается на данных предыдущих лет и уже показывает рост нетрадиционной добычи, которая происходит к 2030 году при снижении добычи из традиционных источников (Рис. 10.3). Некоторые надежды связаны с активизацией добычи на Аляске.

В прогнозах последующих лет сланцевая революция в газодобыче отражается все более оптимистично — сланцевый газ уже не называется нетрадиционным, отражается отдельно от метана угольных пластов и газа плотных

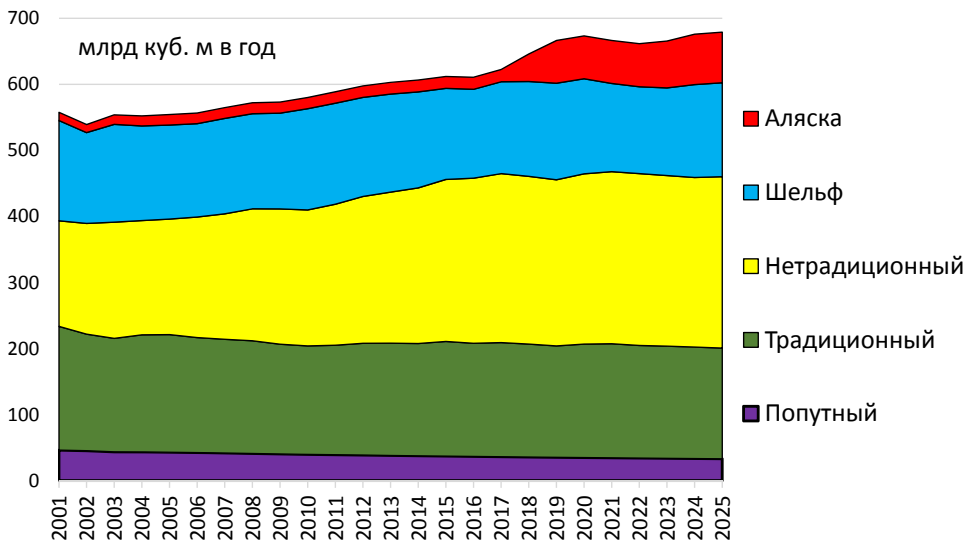


Рисунок 10.2. Долгосрочный прогноз добычи газа в США от 2003 года

Источник: Energy Information Administration, AEO 2003

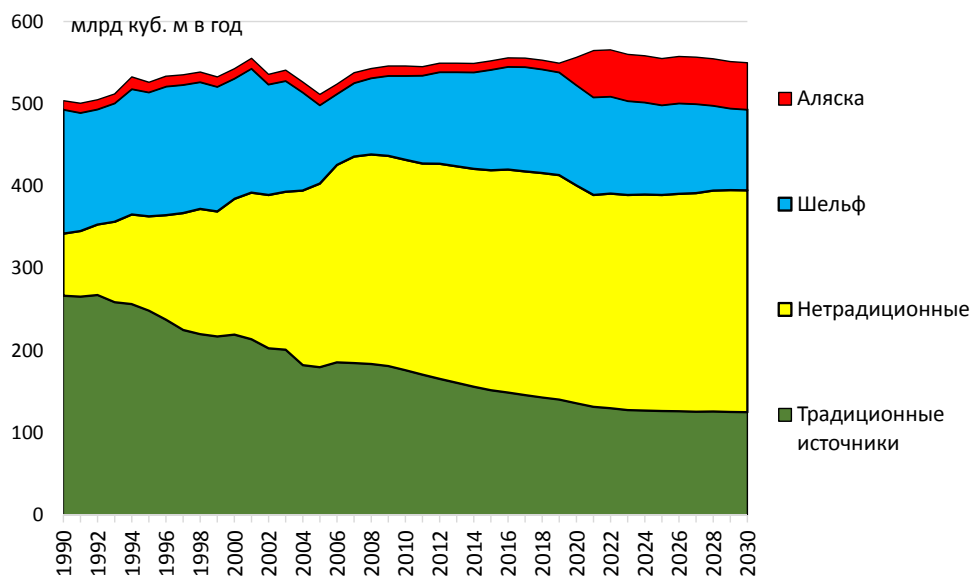


Рисунок 10.3. Долгосрочный прогноз добычи газа в США от 2009 года

Источник: Energy Information Administration, AEO 2009

песчаников, уверенно замещает традиционный и демонстрирует всё более высокие темпы прироста добычи. Добыча газа на континентальном шельфе резко снижается.

Добыча газа в 2050 г. в соответствии с базовым сценарием прогноза 2019 года будет более чем на три четверти обеспечена сланцевым газом. В 2017 г. сланцевый газ составил более 60 % общей добычи газа в США — правда, в эту категорию теперь входит не только собственно сланцевый газ, но и попутный газ, извлекаемый при добыче нефти плотных коллекторов (tight oil). Традиционная добыча из месторождений на суше континентальных штатов США теперь перешла в категорию «другие».

ЭКСПОРТ ВМЕСТО ИМПОРТА

Импорт газа в прогнозах ЕИА также претерпел существенные изменения. В начале 2000-х гг. главным поставщиком газа в США обещала стать Канада. Мексика к этому моменту уже стала нетто-импортером газа из США.

В середине первого десятилетия возникла и получила широкое распространение идея импорта сжиженного природного газа (СПГ) в США. По прогнозам ЕИА импорт СПГ через 20 лет должен был по объему превзойти канадский импорт.

В 2008 г. ЕІА посвятило отдельную главу ежегодного энергетического прогноза перспективам импорта сжиженного природного газа⁸³. В докладе были представлены три сценария роста импорта СПГ (Рис. 9.4).

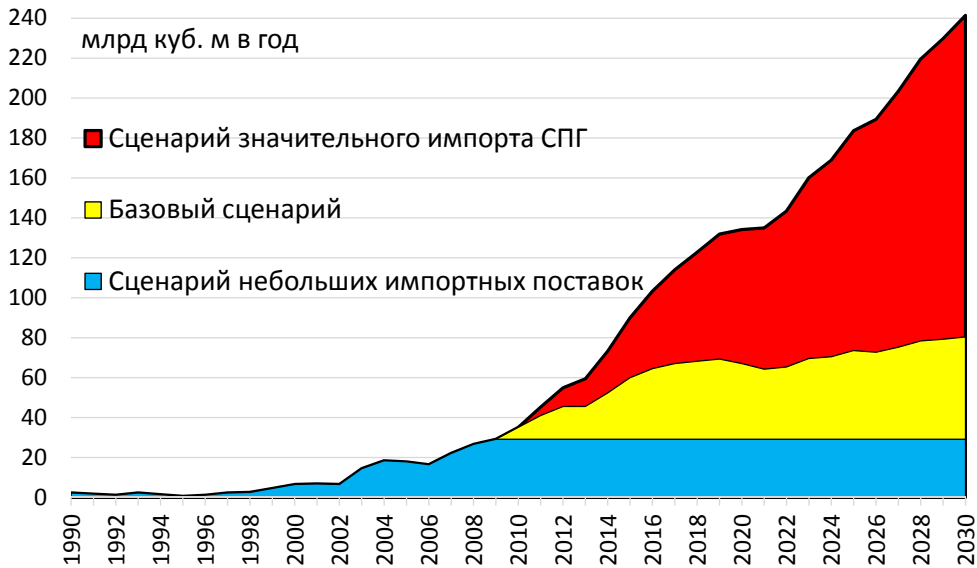


Рисунок 10.4. Прогноз импорта СПГ в США до 2030 г. по трем сценариям, 2008 г.

Источник: Energy Information Administration, AEO 2008

Базовый сценарий не столь однозначно предполагал резкий рост поставок импортного СПГ, но сценарий крупных поставок вдохновил инвесторов на строительство приемных терминалов. Построено было терминалов общей мощностью свыше 200 млрд куб. м в год — на всех трех побережьях США, плюс в Канаде и Мексике. Экспорт СПГ в США стал горячей бизнес-идеей, но на короткий срок (рис. 10.5)

Наиболее дальновидные компании заключали долгосрочные контракты на аренду регазификационных мощностей. Около 2,0 млрд куб. футов в сутки (20 млрд куб. м в год) регазификационных мощностей терминала Sabine Pass LNG (SPLNG) было зарезервировано по долгосрочным контрактам, по которым партнеры SPLNG должны платить фиксированную ежемесячную сумму, вне зависимости от того, используют они терминал или нет.

Компании Total Gas & Power North America, Inc. и Chevron U.S.A. Inc. получили по 1,0 млрд куб. футов в сутки регазификационных мощностей и обязаны выплачивать SPLNG по 125 млн долл. в год в течение 20 лет начиная с 2009 г.

⁸³ [https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo08/pdf/0383\(2008\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo08/pdf/0383(2008).pdf)

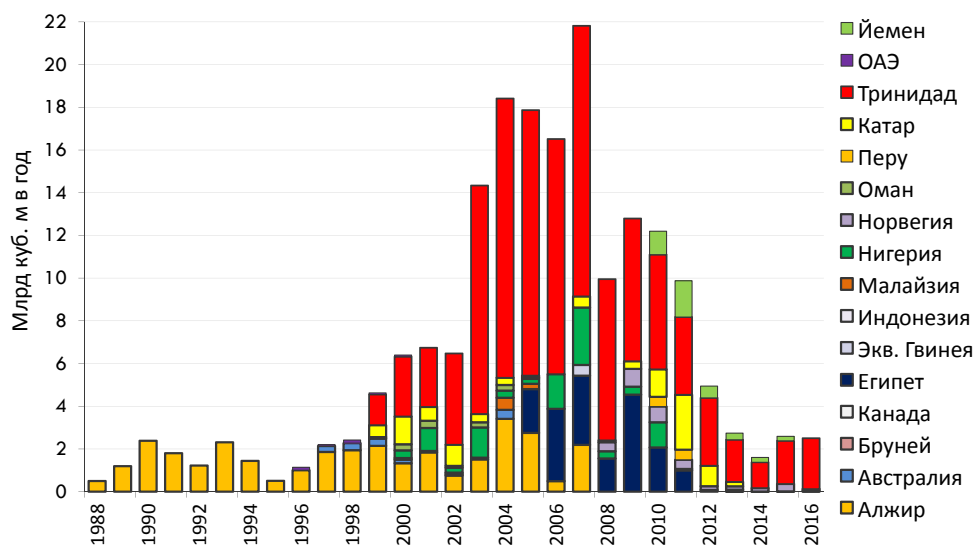


Рисунок 10.5. Экспортеры СПГ в США

Источник: Energy Information Administration

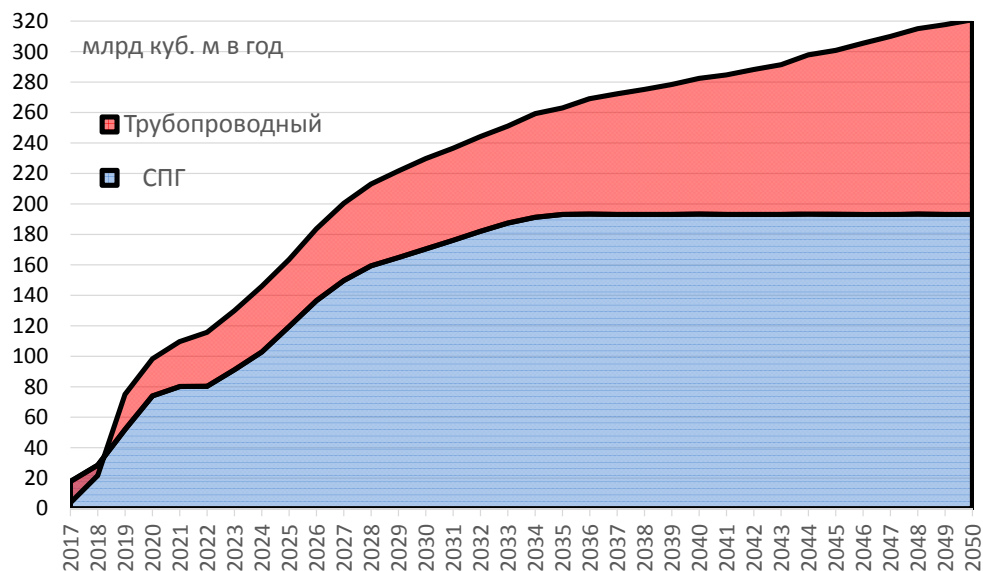


Рисунок 10.6. Прогноз нетто-экспорта газа до 2050 г.
по базовому сценарию, 2019 г.

Источник: Energy Information Administration, AEO 2019

Но избыток газа на американском рынке привел к снижению импорта газа и практически полному отказу от приема и регазификации импортного СПГ.

Уже в 2012 г. импорт газа из Канады сократился, экспорт газа в Мексику превысил импорт и продолжил рост, и получил одобрение первый проект крупномасштабного экспорта СПГ — Sabine Pass.

Прогнозы федерального правительства США, касающиеся добычи газа из различных источников, а также возможных экспортных и импортных тенденций на газовом рынке, в первые десятилетия нового века следовали за реальными рыночными изменениями с заметным отставанием. Бизнес также не проявлял большой прозорливости.

В 2019 г. ЕИА в базовом сценарии прогноза до 2050 г. показало, что США будут заметно наращивать экспорт как сетевого, так и сжиженного газа (рис. 10.6).

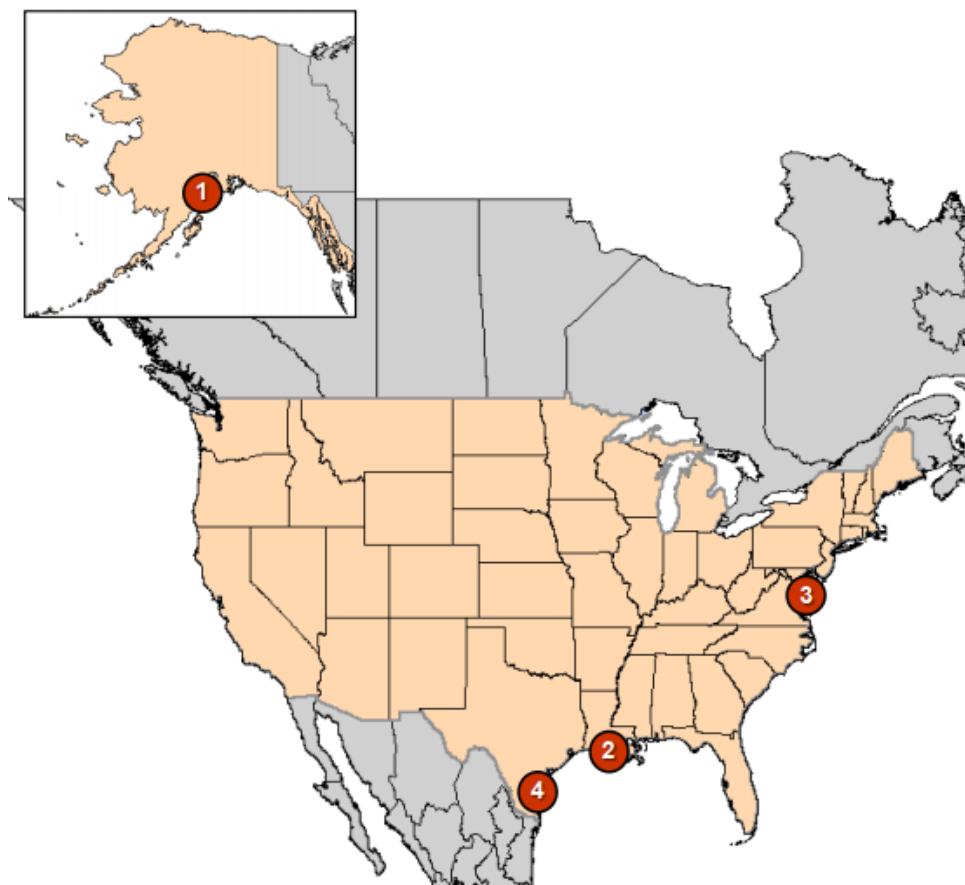
НАЧАЛО ЭКСПОРТА СПГ ИЗ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ШТАТОВ США

24 февраля 2016 г. компания Cheniere Energy отправила на экспорт первый танкер с СПГ с терминала Sabine Pass, расположенному в местечке Cameron Parish в Луизиане. Это первая экспортная поставка сжиженного газа с побережья континентальных штатов США. Ранее американский СПГ экспортировался только с Аляски. Танкер Asia Vision емкостью 160 тыс. куб. м пошел к бразильскому офшорному терминалу TRBA (Bahia). Газ Cheniere Energy продала компании Petrobras.

Крупномасштабный экспорт американского СПГ начался в условиях крайне низких цен на газ. В среднем в 2015 г. цена газа на Henry Hub составляла 2,61 долл./МБТЕ, это самый низкий уровень с 1999 г. В декабре 2015 г. средняя цена Henry Hub опустилась до 1,93 долл./МБТЕ. 24 февраля 2016 г. цена снизилась до 1,79 долл./МБТЕ.

По состоянию на конец июля 2019 г. в 48 континентальных штатах США в коммерческую эксплуатацию вступили три экспортных терминала СПГ, два на побережье Мексиканского залива — **Sabine Pass** в Луизиане и **Corpus Christi** в Техасе (оператор — **Cheniere Energy**) и один на Восточном побережье — **Cove Point** в Мэриленде (оператор — **Dominion Energy**) (Рис. 10.7).

На терминале **Sabine Pass** вступили в строй и начали коммерческую эксплуатацию пять линий сжижения газа номинальной единичной мощностью по 4,5 млн т СПГ в год каждая (пиковая мощность — по 5,24 млн т в год). Суммарно, соответственно, 22,5 или 26,2 млн т в год. Первая линия вступила в строй в феврале 2016 г., первая коммерческая поставка состоялась в мае 2016 г. Вторая линия вступила в строй в августе 2016 г., первая коммерческая поставка была в сентябре 2016 г. Для третьей линии эти даты были, соответственно, в январе и в марте 2017 г., для четвертой — в августе и октябре 2017 г.



Номер на схеме	Действующий проект	Оператор	Максимальная мощность, млн т в год
1	Kenai, Аляска	ConocoPhillips	1,4
2	Sabine Pass, Луизиана — линии 1–5 ⁸⁴	Cheniere Energy	26,2
3	Cove Point, Мэриленд ⁸⁵	Dominion Energy	5,75
4	Corpus Christi, Техас — Линия 1 ⁸⁶	Cheniere Energy	5
Максимальная одобренная мощность действующих проектов, млн т в год			38,35

Рисунок 10.7. Действующие проекты по экспорту СПГ

Источники: FERC, DOE/FE

⁸⁴ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=12948512>

⁸⁵ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=14264661>

⁸⁶ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=13725598>

Терминал **Cove Point** имеет единственную линию сжижения номинальной мощностью 5,25 млн т в год (пиковая мощность — 5,75 млн т в год). Терминал введен в эксплуатацию в феврале, а первая коммерческая поставка состоялась в марте 2018 г.

К концу 2018 г. с опережением графиков на несколько месяцев вступили в строй пятая линия **Sabine Pass** (мощность аналогична первым четырем линиям проекта, номинально — 4,5 млн т в год), первая коммерческая поставка состоялась в марте 2019 г., и первая очередь терминала **Corpus Christi LNG** (Техас) номинальной/пиковой мощностью 4,52/5,00 млн т в год (0,6/0,66 млрд куб. футов в сутки), первая коммерческая поставка — в феврале 2019 г.

Терминал **Corpus Christi** располагается в Техасе на побережье Мексиканского залива. Это второй проект **Cheniere Energy**, оператора проекта **Sabine Pass. Corpus Christi** — единственный терминал из согласованных DOE и FERC и находящихся в процессе строительства, представляющий собой проект Greenfield — построенный «с нуля». Все остальные строящиеся американские терминалы СПГ представляют собой проекты Brownfields, реализуемые на базе ранее построенных терминалов по приему СПГ.

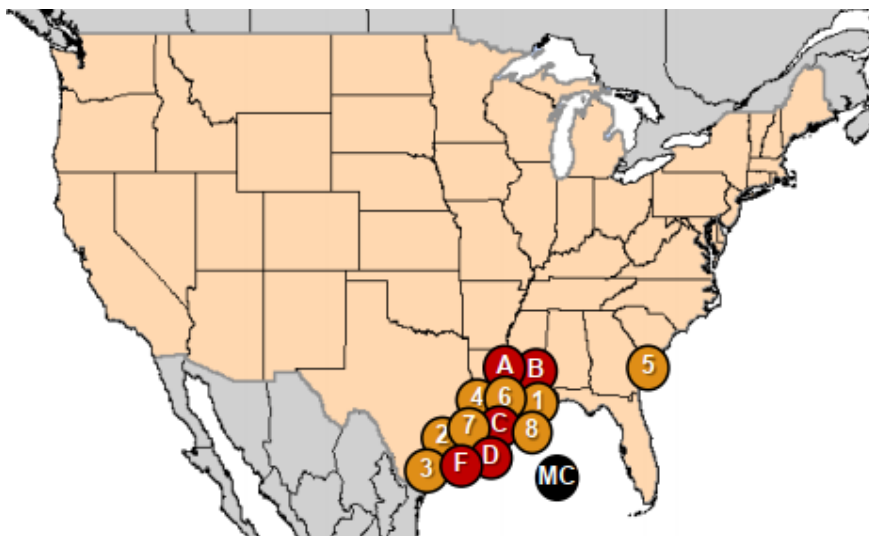
Необходимо пояснить, что начало коммерческих поставок — это официальная дата вступления в силу долгосрочных контрактов на поставку СПГ (Sales and Purchase Agreements, PSAs). До наступления этой даты терминалы работают в тестовом режиме и поставки осуществляются по разовым контрактам.

Указание на номинальную (проектную) и пиковую мощность линий по сжижению имеет следующий смысл. Реальная мощность установки может отличаться от проектной как в большую, так и в меньшую сторону. При согласовании проектов специально задается верхняя граница диапазона — и именно пиковая, максимально возможная мощность терминалов утверждается регулирующими органами, Департаментом энергетики (DOE) и Федеральной комиссией по регулированию энергетики (FERC), как согласованная производительность.

По состоянию на конец июля 2019 г. еще несколько проектов получили полный комплект разрешительных документов и приступили к строительству терминалов СПГ. Еще несколько ожидают окончательного инвестиционного решения и готовятся к строительству (Рис. 10.8)

На первой линии терминала **Cameron LNG** в Луизиане (оператор — **Sempra LNG**, мощность 4,50/4,99 млн т в год) и первой линии **Freeport LNG** в Техасе (5,00/5,42 млн т в год) в конце 2018 г. проводились предпусковые работы. **Cameron LNG** вступил в строй в мае 2019 г., запуск **Freeport LNG** запланирован на сентябрь 2019 г. Начало коммерческой эксплуатации обоих терминалов намечено на третий квартал 2019 г.

В первом квартале 2019 г. должны были вступить в эксплуатацию первые шесть линий (первая фаза проекта) терминала **Elba Island** в Джорджии, на Восточном побережье. Оператор — **Kinder Morgan**. Общая мощность линий первой фазы — 1,5/1,64 млн т в год (0,2/0,22 млрд куб. футов в сутки). Линии



Обозначение на схеме	Проект	Оператор	Мощность, млн т в год
Одобрены и строятся			
1	Cameron, Луизиана ⁸⁷	Sempra LNG	14,97
2	Freeport, Техас ⁸⁸	Freeport LNG	16,26
3	Corpus Christi, Техас — Линии 2 и 3 ⁸⁹	Cheniere Energy	10
4	Sabine Pass, Луизиана — Линия 6 ⁹⁰	Cheniere Energy	4,87
5	Elba Island, Джорджия ⁹¹	Kinder Morgan	2,5
6	Calcasieu Pass, Луизиана ⁹²	Venture Global LNG, Inc.	12
7	Golden Pass, Техас ⁹³	ExxonMobil, Qatar Petroleum, Conoco Phillips	15,6
8	Calcasieu Parish, Луизиана ⁹⁴	Driftwood LNG (Tellurian, Inc.)	27,6
Всего строится мощностей			103,8

⁸⁷ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=13725598>

⁸⁸ <https://elibrary.ferc.gov/IDMWS/common/opennat.asp?fileID=15222402>

⁸⁹ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=13725598>

⁹⁰ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=13829826>

⁹¹ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=14264661>

⁹² <https://elibrary.ferc.gov/IDMWS/common/opennat.asp?fileID=15166075>

⁹³ <https://elibrary.ferc.gov/IDMWS/common/opennat.asp?fileID=14447664>

⁹⁴ <https://elibrary.ferc.gov/IDMWS/common/opennat.asp?fileID=15222402>

Одобрены, но пока не строятся			
A	Lake Charles, Луизиана ⁹⁵	Southern Union — Lake Charles LNG	2,5
B	Magnolia LNG, Луизиана ⁹⁶	Magnolia LNG	8,0
C	Hackberry, Луизиана	Sempra — Cameron LNG	10,0
D	Port Arthur, Техас, линии 1 и 2 ⁹⁷	Port Arthur LNG	14,6
F	Freeport, Техас, линия 4 ⁹⁸	Freeport LNG Dev	5,1
MC	Delfin LNG — плавучий, одобрен MARAD ⁹⁹	Fairwood Group	13,2
Одобрено, но не строится			53,4
Всего одобрено			157,2

Рисунок 10.8. Проекты СПГ, одобренные FERC, MARAD и DOE/FE

Источники: FERC, MARAD, DOE/FE

с седьмой по десятую (вторая фаза) должны вступить в эксплуатацию на несколько месяцев позднее. Их общая мощность составит 1,00/1,09 млн т в год (0,13/0,14 млрд куб. футов в сутки). Срок ввода этих терминалов в эксплуатацию откладывается.

Конструктивная особенность проекта **Elba Island** заключается в использовании новой технологии, разработанной Shell — передвижной модульной системы сжижения (**Moveable Modular Liquefaction System, MMLS**). Линии сжижения малой мощности объединены в две очереди (фазы проекта).

Таким образом, максимально возможный (согласованный DOE и FERC) экспорт СПГ с терминалов, которые построены или находятся в процессе строительства и могут войти в строй в США ко второму полугодию 2020 г., составляет 142,15 млн т в год (193,3 млрд куб. м в год).

Инициаторы нескольких проектов подали документы на согласование в регулирующие органы, еще по нескольким проектам документы готовятся. По состоянию на конец июля 2019 г. эти проекты перечислены в описании к рисунку 10.9.

Таким образом, известно о проектах экспорта СПГ из США, мощность которых в течение нескольких лет теоретически не сможет превысить 312 млн т или 425 млрд куб. м в год.

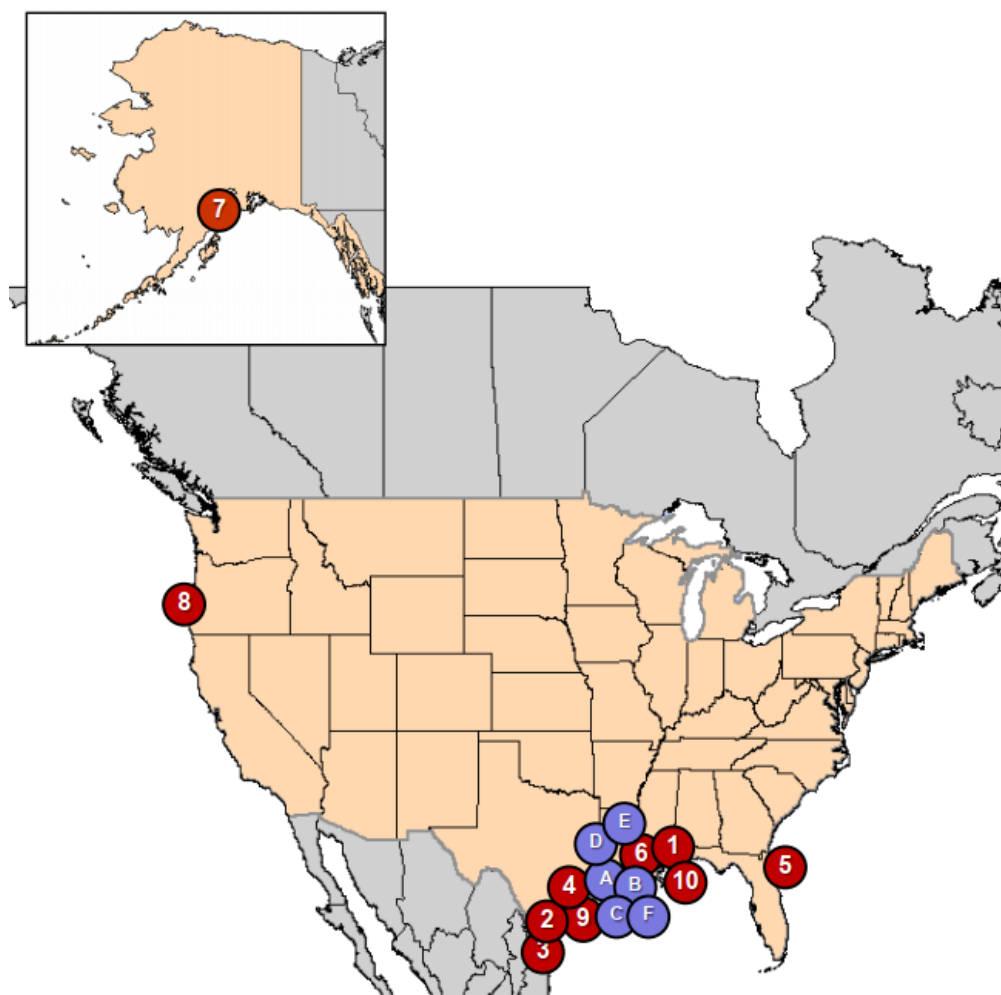
⁹⁵ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=14152541>

⁹⁶ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=14238123>

⁹⁷ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=15222404>

⁹⁸ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=15249355>

⁹⁹ <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=14695714>



Обозначение на схеме	Проект	Оператор	Предполагаемая мощность, млн т в год ¹⁰⁰
1	Pascagoula, Миссисипи	Gulf LNG Liquefaction	11,4
2	Brownswille, Texac	Texas LNG Brownswille	4,18
3	Brownswille, Texac	Rio Grande LNG – NextDecade	27,36
4	Brownswille, Texac	Annova LNG Brownswille	6,84

¹⁰⁰ В оригинале данные приводятся в млрд куб. футов в сутки. Для перевода в млн т в год использован коэффициент 7,6.

5	Jacksonville, Флорида	Eagle LNG Partners	1,0
6	Plaquemines Parish, Луизиана	Venture Global LNG	25,84
7	Nikiski, Аляска	Alaska Gasline	17,9
8	Coos Bay, Орегон	Jordan Cove	8,2
9	Corpus Christi, Техас	Cheniere Corpus Christi LNG	14,14
10	Sabine Pass, Луизиана	Sabine Pass Liquefaction	–
Всего подано заявок			116,86
A	Cameron Parish, Луизиана	Commonwealth, LNG	10,0
B	LaFourche Parish, Луизиана	Port Fourchon LNG	4,94
C	Galveston Bay, Техас	Galveston Bay LNG	9,12
D	Plaquemines Parish, Луизиана	Pointe LNG	6,84
E	Plaquemines Parish, Луизиана	Delta LNG – Venture Global	21,0
F	Port Arthur, Техас, линии 3 и 4	Sempra Port Arthur LNG	14,14
Всего готовится заявок на мощность, млн т в год			66,04
Общий объем поданных и готовящихся заявок, млн т в год			182,9

Рисунок 10.9. Поданные и готовящиеся заявки на одобрение проектов СПГ, млн т в год

Источники: FERC, DOE/FE

НАПРАВЛЕНИЯ ПОСТАВОК

Sabine Pass и Corpus Christi

Cheniere Energy является владельцем терминалов Sabine Pass и Corpus Christi и реализует единую бизнес-модель. По заявлению компании, около 85–95 % ожидаемой продукции с обоих терминалов законтрактованы по долгосрочным соглашениям SPA с дюжиной крупных покупателей. Остальные объемы производства СПГ компания передает собственному маркетинговому подразделению для реализации на спотовом рынке. Это дает компании уникальную комбинацию долгосрочных контрактов со стабильным денежным потоком и возможность воспользоваться рыночными

возможностями по краткосрочным контрактам, учитывающим текущую рыночную конъюнктуру.

Cove Point

Первые две поставки в рамках пробной эксплуатации терминала Cove Point были осуществлены по краткосрочным контрактам с Shell NA LNG LLC в Великобританию (3 млрд куб. футов) и Аргентину (2 млрд куб. футов). После этого вступили в силу долгосрочные контракты.

Весь объем производства СПГ на терминале Cove Point законтрактован по 20-летним соглашениям. Половина экспорта законтрактована **ST Cove Point LLC** — СП **Sumitomo Corporation** и **Tokyo Gas**. Газ, законтрактованный японскими компаниями, поставляется для электрогенерации в районы Токио и Кансай.

Другая половина экспорта с **Cove Point** законтрактована индийской государственной компанией **GAIL (India) Ltd**, которая поставляет газ в Индию, а также в страны Ближнего Востока (Иорданию, Кувейт), Азии (Пакистан), Европы (Португалию) и Латинской Америки (Чили, Аргентину, Мексику, Доминикану). Кроме того, в начале 2018 г. GAIL объявила тендер на перепродажу 24 грузов СПГ на 2019–20 годы¹⁰¹, что составляет примерно 40 % законтрактованного на этот период объема СПГ.

Elba Island

Проект Elba Island LNG будет полностью функционировать на основе толлинговых 20-летних соглашений с **Royal Dutch Shell**, которая будет отвечать за поставки газа на завод и платить за его сжижение владельцам терминала **Kinder Morgan** и **EIG Global Energy Partners** (обладающим долями в проекте 51 % и 49 % соответственно). **Shell** как глобальный игрок на рынках СПГ будет поставлять продукцию в соответствии со своими планами и обязательствами.

Операторы терминалов **Cameron**, **Freeport**, **Magnolia LNG**, **Lake Charles LNG**, **Golden Pass LNG** и **Delfin FLNG** не являются публичными компаниями и не раскрывают свои контракты на поставки газа.

ВОЗМОЖНОСТЬ ДЛЯ МАЛЫХ ПРОЕКТОВ СПГ

1 сентября 2017 г. Департамент энергетики США опубликовал¹⁰² предложение по введению упрощенного порядка выдачи разрешений на строитель-

¹⁰¹ <https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL8N1PI35E>

¹⁰² <https://energy.gov/articles/us-department-energy-proposes-expedited-approval-small-scale-natural-gas-exports>

ство экспортных терминалов СПГ малой мощности — до 0,14 млрд куб. футов в сутки (1 млн т СПГ в год). Главный смысл предложения состоит в том, что заявители проектов будут избавлены проходить экологическое согласование в соответствии с Законом о национальной политике в области охраны окружающей среды (National Environmental Policy Act, NEPA), а министр энергетики не должен будет изучать вопрос соблюдения «общественных интересов», как того требует Закон о природном газе.

Министр энергетики Рик Перри объяснил необходимость таких послаблений в государственном регулировании тем, что администрация Дональда Трампа стремится стимулировать новое направление бизнеса и удовлетворить потребности друзей США в экологичном топливе. Малые экспортные терминалы смогут удовлетворить потребности в импортном газе в странах Карибского бассейна и Южной Америки.

КАНАДСКИЕ ПРОЕКТЫ СПГ

В Канаде первая волна проектов по экспорту СПГ схлынула, не начавшись.

В Британской Колумбии в 2012 г. правительство приняло стратегию развития СПГ, что подтолкнуло инвесторов заявлять новые экспортные проекты. В результате было предложено 17 экспортных проектов СПГ только в Британской Колумбии, из которых девять проектов получили одобрение экологических агентств Британской Колумбии и Канады.

На восточном побережье Канады, в Квебеке, Нью Брансвике и Новой Шотландии, было заявлено семь экспортных проектов СПГ.

Таблица 10.1. Канадские экспортные проекты СПГ, одобренные федеральным регулятором — National Energy Board (NEB) по данным на сентябрь 2017 г.

Владелец лицензии	Project Proponents (инициаторы проекта)	Порт	Срок (лет)	Объем	
				млрд куб. футов в сутки	млн т в год
A C LNG Inc.	H–Energy (India)	Middle Melford (NS)	25	2,07	15,8
AltaGas DCLNG General Partner Inc., on behalf of AltaGas DCLNG Lease Limited Partnership	AltaGas	Kitimat (BC)	25	1	7,6
Bear Head LNG Corporation	Liquefied Natural Gas Limited (Australian Company)	Point Tupper (NS)	25	1,88	14,3

Продолжение табл. 10.1

Владелец лицензии	Project Proponents (инициаторы проекта)	Порт	Срок (лет)	Объем	
				млрд куб. футов в сутки	млн т в год
Canada Stewart Energy Group Ltd,	Northwest World En- ergy Services Ltd, Great United Petro- leum Holding Co,	Stewart (BC)	25	4,6	35
Cedar 1 LNG Ex- port Ltd,	Cedar LNG Export Development Ltd,	Kitimat (BC)	25	0,83	6,3
GNL Québec Inc,	Ruby River Capital LLC (Freestone Inter- national LLC, Breyer Capital LLC)	Saguenay (QC)	25	1,79	13,6
Jordan Cove LNG L, P,	Veresen	Kingsgate and Huntingdon (BC)	25	1,78	13,5
Kitsault Energy Ltd,	Kitsault Energy	Kitsault (BC)	20	3,11	23,6
KM LNG Opera- ting General Part- nership (Kitimat LNG Project)	Chevron, Wood- side (Apache sold to Woodside) (Kitimat LNG Project)	Kitimat (BC)	20	1,41	10,7
LNG Canada De- velopment Inc,	Shell, Mitsubishi, Ko- rea Gas, PetroChina	Kitimat (BC)	40	3,68	28
NewTimes Ener- gy Ltd,	NewTimes Energy Ltd,	Prince Rupert (BC)	25	1,85	14,1
Orca LNG Ltd,	Orca LNG	Prince Rupert (BC)	25	3,68	28
Oregon LNG Marketing Com- pany LLC	Oregon LNG (Leuca- dia, others)	Kingsgate and Huntingdon (BC)	25	1,49	11,3
Pieridae Energy (Canada) Ltd,	Pieridae Energy	Goldboro (NS)	20	1,61	12,2
Quicksilver Re- sources Canada Inc, (Transfer to Rockyview Re- sources Inc,)	Quicksilver Resourc- es Inc, (Transfer to Rockyview Resourc- es Inc,)	Campbell Riv- er (BC)	25	3,03	23

Продолжение табл. 10.1

Владелец лицензии	Project Proponents (инициаторы проекта)	Порт	Срок (лет)	Объем	
				млрд куб. футов в сутки	млн т в год
Saint John LNG Development Company Ltd,	Repsol	Saint John (NB)	25	0,79	6
Steelhead LNG (A) Inc,	Steelhead LNG Limited Partnership	Mill Bay (BC)	25	0,98	7,4
Steelhead LNG (B) Inc,	Steelhead LNG Limited Partnership	Sarita Bay (BC)	25	0,98	7,4
Steelhead LNG (C) Inc,	Steelhead LNG Limited Partnership	Sarita Bay (BC)	25	0,98	7,4
Steelhead LNG (D) Inc,	Steelhead LNG Limited Partnership	Sarita Bay (BC)	25	0,98	7,4
Steelhead LNG (E) Inc,	Steelhead LNG Limited Partnership	Sarita Bay (BC)	25	0,98	7,4
Stolt LNGaz Inc,	Company registered in QC; partners will be Stolt–Nielsen Gas, SunLNG and LNGaz,	Bécancour (QC)	25	0,08	0,6
Triton LNG Limited Partnership	AltaGas, Idemitsu	Kitimat или Prince Rupert (BC)	25	0,36	2,7
WCC LNG Ltd,	ExxonMobil, Imperial Oil	Kitimat или Prince Rupert (BC)	40	4,6	35
WesPac Midstream — Vancouver LLC	WesPac Midstream LLC, Highstar Capital LP, Primoris Services Corp,)	Delta (BC)	25	0,46	3,5
Woodfibre LNG Export Pte, Ltd,	Pacific Oil and Gas Ltd,	Squamish (BC)	40	0,32	2,4
Woodside Energy Holdings Pty Ltd,	Woodside Energy Ltd,	Prince Rupert (BC)	25	3,22	24,5
Всего одобрено				48,54	369

Источник: National Energy Board (NEB) по данным на сентябрь 2017 г.

Канадские проекты, намеренные экспортировать сжиженный газ, не только поставленный местными производителями, но и полученный по газопроводам из США, должны получить одобрение и от FERC. Таких проектов пока всего четыре.

Таблица 10.2. Канадские экспортные проекты СПГ, получившие одобрение от FERC

№	Терминал	Владелец	Мощность	
			Млрд куб. футов в сутки	Млн т в год
1	Port Hawkesbury, NS	Bear Head LNG	0,5	3,8
2	Kitimat, BC	LNG Canada	3,23	24,5
3	Squamish, BC	Woodfibre LNG Ltd	0,29	2,2
4	Prince Rupert Island, BC	Pacific Northwest LNG	2,74	20,8
Всего			6,76	51,3

Источник: FERC

В реальности еще продолжающихся экспортных проектов СПГ в Канаде осталось всего два — комплексный — от добычи газа до экспорта СПГ — проект Kitimat в Британской Колумбии компании LNG Canada и запланированный проект экспорта СПГ Bear Head LNG в Новой Шотландии (Nova Scotia).

Инвесторы остальных проектов отказались от своих планов — главным образом, по причине низких цен на газ на основных мировых рынках. Вторая причина — трудности с согласованием строительства газопроводов через индейские территории и технические сложности доставки газа по трубопроводам из Альберты через горы к западному побережью Канады.

Kitimat LNG

Проект **Kitimat LNG** осуществляется совместным предприятием, образованным в равных долях **Chevron Canada Limited** и Woodside Energy International (Canada) Limited. Проект включает в себя добычу сланцевого газа в формациях Liard и Horn River на северо-востоке Британской Колумбии, транспортировку газа по газопроводам, включая газопровод Pacific Trail Pipeline (PTP) заводу по сжижению и терминалу Kitimat LNG на западном побережье Канады.

Bear Head LNG

Bear Head LNG Corporation, полностью принадлежащая австралийской компании **LNGL**, разрабатывает проект строительства экспортного термина-

ла СПГ общей мощностью 8 млн т в год на побережье провинции Nova Scotia. Предыдущие владельцы проекта потратили в начале 2000-х годов больше \$ 100 млн на проектировку, инженерные работы, обустройство площадки для строительства — все составляющие активов проекта по экспортному сжижению газа **Bear Head LNG**.

Канадский регулятор **National Energy Board (NEB)** дал проекту Bear Head LNG разрешение на импорт газа из США и экспорт до 8 млн т СПГ в год с возможностью увеличения мощности до 12 млн т в год.

Департамент энергетики США (DOE) дал разрешение Bear Head LNG на экспорт СПГ, полученного из газа, произведенного в США в страны как FTA, так и Non-FTA.

Терминал Bear Head LNG продвигает себя как выгодный маршрут на рынки Европы — дистанция морской транспортировки вдвое короче, чем от экспортных портов побережья Мексиканского залива.

Окончательное инвестиционное решение (FID) по проекту, как ожидается, будет принято после заключения договоров на поставку газа, что облегчит получение финансирования. После FID последуют работы по строительству объектов, на что уйдет около 48 месяцев, после чего начнутся коммерческие операции.

Канадские малотоннажные проекты

Завод **Tilbury LNG**, расположенный около города Дельта в Британской Колумбии и принадлежащий компании **FortisBC**, в ноябре 2017 г. отправил первый груз в Китай — в танк-контейнерах были экспортированы 17 тонн СПГ. Такая технология позволяет импортировать газ без дорогостоящих заводов регазификации. Оборудование было поставлено компаниями **True North Energy Corporation** и **CIMC ENRIC Holdings**. **FortisBC** инвестировала в расширение мощностей хранения газа на терминале Tilbury LNG, а **True North** отвечает за поставку газа в Азию.

По прибытии в Китай контейнеры могут доставляться до потребителей по железной дороге. Покупатели могут получать СПГ небольшими партиями без необходимости инвестировать в инфраструктуру по импорту СПГ. Для канадской компании эта первая поставка малого объема СПГ стала важным этапом, который должен продемонстрировать перспективы расширения бизнеса.

В 2016 г. **FortisBC** подписала контракт с **Hawaiian Electric Company** на поставку 800 тыс. т СПГ в год с терминала **Tilbury LNG**, начиная с 2021 г. Канадские компании имеют преимущество по поставкам энергоносителей на Гавайи перед американскими, которые связаны законом Джонса, запрещающим коммерческие каботажные перевозки для судов, не построенных и не зарегистрированных в США. Таких судов в США пока недостаточно, хотя закон стимулирует новый бизнес — строительство «танкеров по закону Джонса», полностью удовлетворяющих требованиям.

В Канаде было заявлено еще несколько малых проектов по экспорту СПГ, но все они последовательно отказались от своих планов из-за дороговизны строительства и низких цен на газ.

ПРИГЛАШЕНИЕ КИТАЯ НА АЛЯСКУ

В ноябре 2017 г., в ходе первого визита президента Дональда Трампа в Пекин был подписан меморандум об участии китайской стороны в развитии проекта Alaska LNG. Стороны соглашения — Alaska Gasline Development Corporation (AGDC), штат Аляска, China Petrochemical Corporation (Sinopec), CIC Capital Corporation (CIC Capital), и Bank of China (BOC) — договорились о совместной работе по маркетингу СПГ, финансированию проекта, выработке инвестиционной модели и определении участия Китая в проекте экспорта СПГ с Аляски. Промежуточный результат работы должен был быть достигнут к 2018 году. Министр торговли США оценил все подписанные в ходе визита протоколы¹⁰³ в четверть триллиона долларов¹⁰⁴, из которых на проект Alaska LNG пришлось 43 млрд долларов.

Тема экспорта СПГ из США возникла при президенте Бараке Обаме — на внутреннем рынке возник избыток сланцевого газа и встал вопрос о необходимости этот газ экспортировать в виде СПГ. По закону проекты экспорта и импорта газа нуждаются в правительственном одобрении.

Администрация Барака Обамы ставила заявителям экспортных проектов негласное условие: среди акционеров и партнеров по экспортным проектам СПГ не должно быть компаний из Китая. И действительно, участники одобренных американских проектов экспортных терминалов СПГ представляют разные страны, но не Китай. Долгосрочные контракты на покупку американского СПГ (SPAs) также не рекомендовалось заключать с китайскими компаниями. Поэтому в 2016 г. американский газ с единственного на тот момент действующего терминала СПГ Sabine Pass попадал на китайский рынок не напрямую, а при посредничестве партнеров по долгосрочным контрактам, таких как Shell.

С приходом в Белый дом Дональда Трампа ситуация изменилась. Первым делом новый президент вывел США из участников Транстихоокеанского партнерства, имеющего целью ограничить экспансию китайского бизнеса в регионе. В мае 2017 г. Трамп и Си Цзиньпин подписали пакет соглашений в рамках Всеобъемлющего экономического диалога США–Китай, среди которых было особо оговорено условие, что китайские компании теперь могут напрямую заключать контракты с американскими поставщиками СПГ. 20-летний контракт с китайской компанией заключил только завод Freeport LNG — с CNOOC

¹⁰³ https://www.commerce.gov/sites/default/files/department_of_commerce_u.s._-china_business_exchange_ceo_delegation_companies_signings_and_additional_company_signings.pdf

¹⁰⁴ <https://www.commerce.gov/news/press-releases/2017/11/us-secretary-commerce-wilbur-ross-announces-hundreds-billions-deals>

на экспорт 1,5 млн т СПГ в год с 2019 года, другие экспортные проекты также начали переговоры с китайскими компаниями о долгосрочных поставках газа.

Подписанное в Пекине соглашение касается проекта с долгой историей и трудной судьбой. Сейчас речь идет о системе, состоящей из трех линий завода по сжижению газа общей мощностью 20 млн т в год, расположенного в Никиски, на Кенайском полуострове на юге Аляски, двух емкостей хранения объемом 240 тыс. куб. метров каждая и двух погрузочных терминалов, способных принимать газовозы класса Q-Flex на 217 тыс. куб. м. К заводу подойдет газопровод длиной 807 миль с Северного склона Аляски (North Slope), от месторождений Prudhoe Bay и Point Thomson, где будут располагаться установки по подготовке газа мощностью 3,5–3,9 млрд куб. футов в сутки. Стоимость всего проекта предварительно оценивается в ту же сумму, о которой шла речь на переговорах в Китае — 43 млрд долларов.

Сегодняшняя трасса газопровода¹⁰⁵ и место строительства завода СПГ были выбраны еще в 2013 г. путем долгих изысканий и согласований прошлыми участниками проекта Alaska LNG¹⁰⁶ — ExxonMobil, BP, ConocoPhillips и TransCanada. До этого существовало несколько альтернативных вариантов строительства газопровода и несколько противоборствующих сторон. Достаточно сказать, что еще в 1976 г. Конгресс США принял Закон о транспортировке газа из Аляски (Alaska Natural Gas Transportation Act), чтобы содействовать созданию трубопроводной системы, по которой газ с северного побережья Аляски пошел бы через Канаду в континентальные штаты. Федеральное одобрение получил проект Системы транспортировки природного газа с Аляски (Alaska Natural Gas Transportation System, или ANGTS) компании TransCanada.

Построена была только южная треть этого газопровода — из канадской Альберты в континентальные штаты США, когда в 2011 г. губернатор Аляски Шон Парнелл обратился к добывающим компаниям с предложением подумать об объединенном экспортном проекте, чтобы поставлять СПГ на растущий рынок Азии. Первоначальные расчеты по проекту оценивали его стоимость в 45–65 млрд долларов и предполагали строительство трех очередей завода СПГ производительностью по 5–6 млн т в год. При быстрой реализации проекта первый экспорт мог состояться в начале 2020-х годов.

Быстрой реализации не получилось. Компании вели долгие переговоры между собой, с властями штата, с федеральными властями в попытках получить налоговые льготы, без которых проект не казался рентабельным, а в 2014 г. первоначальный проект Alaska LNG слился с проектом региональной компании Alaska Gasline Development Corporation, которая теперь и возглавляет проект.

Во время президентского визита в Китай даже состоялось еще одно подписание — один из участников нынешнего события, глава китайской China

¹⁰⁵ http://www.kpb.us/images/KPB/MYR/LNG_Project/1_1-1_from_Alaska_LNG_RR1_041417_public.pdf

¹⁰⁶ <https://www.transcanada.com/en/announcements/2013-10-07alaska-lng-project-selects-lead-terminal-location/>

Investment Corporation (CIC) и глава Goldman Sachs Group, Inc. тоже подписали меморандум о взаимопонимании¹⁰⁷ по созданию совместного фонда — China–US Industrial Cooperation Partnership, L.P. (Cooperation Fund). Этот фонд должен аккумулировать 5 млрд долларов для инвестиций в американские проекты.

Учитывая, что многолетняя эпопея газопровода на Аляске всегда была историей про то, что никто не хотел вкладывать огромные деньги в сомнительный проект строительства трубы большого диаметра в суровом климате с необходимостью преодолевать две горные гряды, трудно поверить, что эту роль возьмут на себя китайские государственные корпорации. Поэтому Трамп параллельно с Китаем обеспечил подписание аналогичных соглашений с Кореей и Вьетнамом. 12 ноября Alaska Gasline Development Corporation (AGDC) подписала меморандум с PetroVietnam Gas (PVGAS), а до того — с корейской KOGAS.

После подписания этих меморандумов наступила пауза в развитии проекта. Процесс согласования документов проходит своим чередом¹⁰⁸, в конце июня 2019 г. FERC опубликовала проект экологического заключения¹⁰⁹, до начала октября 2019 г. будет принимать к нему публичные комментарии и только после этого приступит к процедуре согласования проекта строительства терминала СПГ Никиски.

Тем временем не прекращаются попытки вдохнуть в проект новую жизнь. В январе 2019 г. в Alaska Gasline Development Corporation (AGDC) сменилось руководство — компанию возглавил Джо Даблер (Joe Dubler), а в марте AGDC подписала соглашение с BP и ExxonMobil по сотрудничеству «с целью совместной работы по продвижению проекта Alaska LNG и нахождению способов улучшить его конкурентоспособность», а также содействовать продвижению процесса согласования и получения разрешения на строительства в FERC.

В условиях развязанной Трампом торговой войны с Китаем надежды на китайских инвесторов больше нет. А нефтегазовые гиганты, судя по всему, сомневаются в предложенном варианте проекта. Во всяком случае, AGDC опубликовала специальное исследование, в котором доказывается, что строить

¹⁰⁷ http://www.china-inv.cn/wps/portal/lut/p/a1/rVPBbqMwEP2V7SFHryfYYDiy0KZ-kl221bZXCBRMYBkfbUEDVJl9fIJX2FGcr1acZ670Zz7xnmJnmmr5prZyUI2W-ylPnew3OLAMHmANsX8DvgvX8R1bRyFYIyA5C7BW3DLxf97wD36w8m-5-AUA3LUgCn_chsKLASLnEn9DU5oWemiHiiZFpbQkSr99a5tukPsFVE2NGeoF1FgqOUdth32fd-bhH2WM_Xx2rRm9rVMdKHwVzwJ3aKY16Kt0WqqRJKR2G3ObEAc8jXLKCSI-7WGLkoBNpYOPbHKHDM-HBplcnIF-cAATD6MD1oE8TZfUST5ZQEj2PTBRjm-jq_DyJ-j-3nuP__mngroPjP2zOZ2covfmShEnlsvxGb5knDBLZJzgYS5pWsLz12-OIIm-1kkQg2aBMANWj2bAyVQzwOSaGWDQwrjs8A5Oy_6E-uv_-Clq9_qa-qNfG-z3g34E-f7VhN5cstOlQl9jRtn56ql12IDI_Yu5FKhoj98Ds7dXVO076npY!/dl5/d5/L3dHQSEvUUTRZy9nQSEh/

¹⁰⁸ <http://alaska-lng.com/regulatory-process/ferc-process/>

¹⁰⁹ <https://www.ferc.gov/industries/gas/enviro/eis/2019/06-28-19-DEIS.asp>

инфраструктуру по экспорту СПГ непосредственно в арктической зоне Аляски, с использованием танкеров ледокольного класса и без транспортировки газа по трубам на юг, получится еще дороже и сложнее¹¹⁰. Из чего следует, что такой вариант всерьез рассматривался и предлагался инвесторами. Публично они об этом не заявляли, но ясно, что, в истории экспорта СПГ с Аляски еще следует продолжение.

¹¹⁰ http://agdc.us/wp-content/uploads/2018/04/2018-04-05_Alaska-Arctic-LNG-Assessment_Final.pdf

Глава 11. Мировой рынок СПГ: модели ценообразования и перспективы развития

А. А. Собко

Модель ценообразования на СПГ стремительно меняется: ценовая привязка к нефти уступает место новым формам определения справедливой цены. Хотя принципиальные изменения уже произошли за прошедшие пять лет, но и в 2019 году появляются всё новые виды контрактов между продавцами и покупателями СПГ. Было бы неправильным говорить, что исключительно выход на рынок американского СПГ стал причиной описываемых трансформаций. Отвязка цены на газ от нефтяных котировок связана и с объективным изменением: доля газа в структуре глобального энергопотребления растёт, при этом межтопливная конкуренция нефть-газ практически исчезла. Поэтому независимое от нефти ценообразование на газ и СПГ становится объективным трендом в любом случае. В то же время экспорт СПГ из США, безусловно, стал самым мощным драйвером всех изменений. Причин здесь можно назвать, как минимум, три.

Во-первых, именно американский СПГ предложил альтернативное «нефтяному» и прозрачное ценообразование на СПГ с привязкой к внутренним ценам на газ в США, о чём подробнее ниже. Важную роль здесь сыграла высокая ликвидность биржевой торговли природным газом в США. А ведь именно ликвидности не хватало, да и сейчас часто не хватает, биржам и другим площадкам, запускающим независимое ценообразование на газ и СПГ.

Во-вторых, не менее важным оказалось то, что экспорт СПГ из США был в значительной степени незапланированным. Поясним. Сланцевая революция в США внезапно превратила страну из импортёра в экспортёра СПГ. При этом изначально многие участники рынка не верили в готовность США строить свои экспортные производства. Как результат, заключались контракты и строились заводы в других регионах мира, в первую очередь в Австралии (2009–2012), согласно прогнозируемому спросу на СПГ. К окончанию этого инвестиционного цикла американский СПГ всё же «вырывается» на рынок (основные инвестрешения приняты в 2012–2015 годах), что привело к избытку газа (СПГ) на глобальном рынке, который начал наблюдаться уже с начала 2019 года. В свою очередь, избыток СПГ сам по себе создал новые возможности для трейдеров и спекулянтов, разнообразил механизмы ценообразования и увеличил долю продаж на спотовом рынке. А дополнительную поддержку этим механизмам придали и гибкость поставок: покупатели сами забирают американский СПГ из США и везут куда им удобнее, без обязательств по пункту назначения, так называемые условия FOB (free on board), или, по-простому говоря, «самовывоз». Ранее же часто использовались противоположные им условия поставки — DES (delivered ex ship), в этом случае продавец сам до-

ставляет груз СПГ до конечной точки назначения, а перепродажа на другие рынки во многих случаях запрещена.

А как же удалось законтрактовать американский СПГ, если он вышел на рынок тогда, когда покупатели уже в значительной степени закрыли свои потребности? Здесь американским производителям помогло то, что сланцевая революция в газе началась несколько ранее сланцевой революции в нефти. В результате, когда США вошли на рынок СПГ, нефтяные котировки ещё находились на уровне в 100 долларов за баррель. При таких ценах на нефть американский СПГ с привязкой к внутренним ценам на газ в США казался намного дешевле СПГ по контрактам с нефтяной привязкой. Уже в 2015 году ситуация изменилась и стала зеркальной, но дело было сделано: все контракты, гарантирующие окупаемость строительства заводов, были подписаны.

Наконец, в-третьих, любопытно, что, хотя изначально американский СПГ «взорвал» рынок своим альтернативным нефтяному ценообразованием, позже в самих США стали появляться самые разнообразные модели продаж СПГ: толлинговые схемы, участие в капитале компаний-производителей и другие ценовые привязки, которые подробнее мы рассмотрим ниже.

ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ С ПРИВЯЗКОЙ К НЕФТЯНЫМ КОТИРОВКАМ

Исторически продажи СПГ в основном осуществлялись по долгосрочным (длительностью до 25 лет) контрактам с привязкой к нефтяным котировкам. Такой подход был связан с необходимостью гарантировать возврат средств (кредитов), потраченных на строительство завода. Цена классического долгосрочного контракта на поставку СПГ рассчитывалась по так называемой S-формуле, названной по форме кривой (Рис. 11.1). При очень высоких (важно для покупателей) и очень низких (важно для продавцов) ценах на нефть наклон кривой уменьшается. Это даёт потребителям, и соответственно, производителям возможность частично снизить свои риски при колебаниях цен в ту или другую сторону.

Но главный интерес — к центральной части кривой, где стоимость СПГ может быть определена по формуле

$$P_{\text{СПГ}}(\text{долл./МБТЕ}) = P_{\text{нефть}}(\text{долл./баррель}) \times k + b$$

Составляющая b (0,5–1 долл./МБТЕ) относительно невелика и отражает стоимость транспортировки СПГ (поэтому для контрактов на условиях «самовывоза» она, как правило, вообще отсутствует), а вот за коэффициент k , отражающий самое главное — ценовую привязку к нефти и ведётся основной торг. В качестве нефтяной котировки могут использоваться разные варианты, часто это японская нефтяная корзина JCC (Japan Crude Cocktail), но может быть привязка к Brent или другим маркерным сортам.

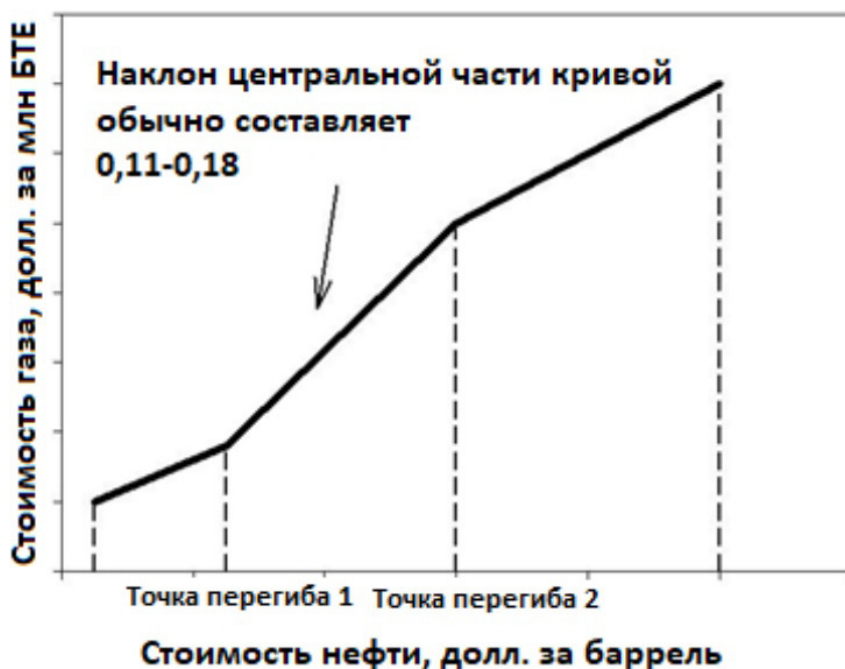


Рисунок 11.1. Типовой график стоимости СПГ в зависимости от стоимости нефти.

Источник: Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей. Т. Митрова, А. Собко, З. Сергеева. Энергетический центр Московской школы управления, 2018. [111].

Энергетический паритет с нефтью достигается при $k=0,17$, но так как газ (СПГ) традиционно считается более сложным и менее универсальным энергоносителем по сравнению с нефтью, то в контрактах почти всегда существует дисконт к этому паритету.

Нужно отметить, что ещё несколько лет назад (например, при заключении контрактов на поставку нового австралийского СПГ) коэффициент привязки составлял примерно $0,145–0,1485$. Что при ценах на нефть в 100 долларов за баррель приводило к стоимости СПГ не менее 15 долл./МБТЕ (с учётом небольшого коэффициента, отражающего расходы на транспортировку).

С выходом на рынок американского СПГ и появившимся избытком на рынке «старые» коэффициенты привязки оказались под давлением, даже несмотря на то, что цены на нефть снизились. В настоящее время фактически речь идёт о том, что коэффициент привязки в контракте с нефтяной индексацией «подстраивается» к долгосрочным прогнозируемым ценам СПГ и/или полной

¹¹¹ Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей. Т. Митрова, А. Собко, З. Сергеева. Энергетический центр Московской школы управления, 2018.

себестоимости американского СПГ, которая также часто рассматривается как верхняя граница долгосрочных цен на сжиженный газ. Этот уровень в настоящее время можно оценить в 7,5 долл./МБТЕ в АТР, хотя, возможно, он окажется даже несколько ниже. Поэтому, если рассматривать долгосрочную цену на нефть на уровне 65 долл./баррель, цену на СПГ в 7,5 долл./МБТЕ, а фиксированную величину b в 0,5 долл./МБТЕ, то коэффициент привязки составит около 11%. Именно к этому уровню, согласно появляющимся в СМИ данным о контрактах, рынок уже приходит.

Ещё в 2016 году компания BP выкупила весь СПГ с будущего плавучего терминала Coral FLNG в Мозамбике (в 2017 г. по нему было принято окончательное инвестрешение, в 2019 г. завод находится в стадии строительства). Коэффициент привязки составил 11,5%, а составляющая b отсутствовала, т. к. СПГ покупался на условиях FOB.

Одновременно старые, более «дорогие» контракты подвергаются пересмотру, хотя поставщики СПГ, разумеется, крайне неохотно идут на такие меры. Так, например, ещё в 2009 году Индия (в лице Petronet) заключила контракт на покупку СПГ с австралийского проекта Gorgon с $k=0,145$. Позже, в 2017 году, этот коэффициент был снижен до 0,14, кроме того, Petronet обязалась покупать дополнительные объёмы СПГ по формуле с $k=0,125$.

Временной лаг к изменениям нефтяных котировок для контрактов на поставку СПГ обычно составляет около трёх месяцев, что несколько меньше, чем для контрактов на поставку трубопроводного газа, где этот лаг обычно оценивается в 6–9 месяцев. Однако строгих правил здесь нет. Существуют контракты на СПГ даже с большим временным лагом по сравнению с поставкой трубопроводного газа.

АМЕРИКАНСКИЙ СПГ: ОТ ПЕРВОЙ «ВОЛНЫ» КО ВТОРОЙ

Окончательное инвестрешение по первому заводу СПГ в США было принято в 2012 году (старенький завод Kenai LNG на Аляске традиционно оставляем за скобками). Пионером стали первые линии Sabine Pass LNG компании Cheniere Energy. Эта компания стала и пионером нового ценообразования. Контракты на продажу СПГ были заключены с привязкой к внутренним ценам на газ в США, а точнее к котировкам Henry Hub. Контрактная формула, которая была обнародована, выглядела следующим образом:

$$\text{Цена СПГ (США, FOB, долл./МБТЕ)} = \text{цена газа (Henry Hub)} \times 1,15 + k$$

При этом отгрузка СПГ осуществлялась и осуществляется на условиях FOB (free on board), т. е. покупатель сам отвечал за транспортировку СПГ и доставку конечному потребителю. Поэтому фиксированного коэффициента,

отражающего расходы на доставку, как в формуле с нефтяной индексацией, здесь нет. В случае же американских контрактов коэффициент k отражает расходы на сжижение и находится в диапазоне 2,25–3,5 долл./МБТЕ. Почему такие существенные отличия? Для первого покупателя (им стала компания BG, ныне — это часть Shell) была установлена минимальная цена 2,25, далее коэффициент поднимался. Уровень k в 3,5 был установлен уже для нового завода компании Corpus Christi. Увеличение k отражало и более высокие расходы на строительство завода — это уже «greenfield» проект (новое производство), в то время как Sabine Pass был по сути «brownfield», т. к. завод строился на основе действующего терминала по приёму и регазификации СПГ. Также для коэффициентов k существуют небольшая индексация, отражающая инфляцию. Но эти цифры относятся к заводам «первой волны».

По полуофициальным сведениям, в американских контрактах на поставку СПГ «второй волны» стоимость сжижения составляет уже около 2 долл./МБТЕ¹¹². Вероятно, снижение этой компоненты связано с увеличением конкуренции на рынке СПГ и снижением капитальных затрат при строительстве новых заводов.

В свою очередь, добавку к цене газа в «0,15» можно интерпретировать как отражающую энергетические расходы на сжижение. Поэтому её вклад напрямую зависит от котировок на газ, ведь в качестве источника энергии для сжижения газа на большинстве проектов СПГ также используется именно природный газ. Однако энергетические расходы на сжижение для крупных заводов не должны превышать 10% от объема получаемого СПГ, поэтому, вероятно, коэффициент «1,15» отражает и часть операционных расходов завода СПГ и/или прибыль владельца производства.

Контракты на американский СПГ, основанные на формуле «цена газа в США плюс стоимость сжижения», казалось бы, перевернули рынок, но вскоре на американских заводах СПГ появились и другие схемы. Потенциальные покупатели СПГ непосредственно инвестировали в заводы по сжижению, кроме того получили распространение и толлинговые схемы. С точки зрения общей логики схема здесь та же самая, что и в контрактах Cheniere Energy: покупатель СПГ гарантирует окупаемость завода фиксированными платежами за сжижение или собственными инвестициями в строительство. Но при этом газ для сжижения инвестор в американский СПГ ищет в той или иной степени самостоятельно, однозначной привязки стоимости СПГ к котировкам Henry Hub нет. Сейчас, в условиях, когда всё больше участников рынка надеются найти более дешёвый газ (например, избыток попутного газа наблюдается при добыче нефти в бассейне Permian, правда пока существуют определённые сложности с его транспортировкой), такие схемы инвестирования в американский СПГ могут стать популярнее.

¹¹² <https://www.csis.org/blogs/energy-headlines-versus-trendlines/how-much-does-us-lng-cost-europe>

Инвесторы заводов СПГ «второй волны» (инвестрешения 2019–2020 годов) не скрывают сомнений, ведь для покупателей американского СПГ первой волны пока участие в проектах приносит одни убытки.

В толлинговой схеме показательной стала история с компанией Toshiba, которая ещё в 2013 году приобрела права на сжижение 2,2 млн тонн СПГ в год в течение 20 лет (но вместе с тем и обязанности оплачивать услугу вне зависимости от реального объёма сжижения) на заводе Freeport LNG. В 2013 году цены на нефть находились на уровне свыше 100 долл./баррель, а потому американский СПГ казался выгодной, и, отчасти, спекулятивной покупкой. Ведь бизнес этот для Toshiba непрофильный. Когда всё изменилось, компания пыталась продать свои права на сжижение, но это оказалось непросто. Долгое время потенциальным покупателем рассматривалась китайская ENN, однако в апреле 2019 года сделка развалилась. Чуть позже, в июне того же года, права на сжижение удалось передать компании Total, однако за возможность «сбросить» с себя эти обязательства Toshiba пришлось доплатить около 800 млн долларов (такие же условия были и в развалившейся сделке с ENN)¹¹³. Если оценивать в цифрах, то права на сжижение стоили около 7 млрд долларов, то есть за передачу прав и обязанностей на 7 млрд Toshiba заплатила Total свыше 10% от первоначальной цены контракта.

Похожая ситуация и в продажах американского СПГ с отгрузкой по формуле цены, приведённой выше. Покупатель в любом случае гарантирует оплату стоимости сжижения (коэффициент k), поэтому ему оказывается выгодно (точнее, минимизируются убытки) закупать СПГ, даже если его стоимость на мировых рынках ниже полной цены по контракту (но выше стоимости СПГ без учёта k). Поэтому все заводы СПГ загружены даже в те периоды, когда цена реализации не покрывает полную себестоимость.

Следует отметить, что в такой логике будет работать практически любой завод СПГ в мире — производство не будет останавливаться, если цена компенсирует операционные затраты. Однако, для американских проектов СПГ, где для покупателя в контрактах чётко разнесены сам газ (или его стоимость) и затраты на сжижение, такие наблюдения стали популярны.

Несмотря на создавшуюся коллизию, вторая волна американского СПГ может быть реализована. На середину 2019 году уже было принято инвестрешение по Golden Pass LNG, шестой линии Sabine Pass LNG, начато строительство элементов завода Calcasieu Pass.

Как объясняется этот парадокс, почему новые решения принимаются, хотя заводы первой волны преимущественно работают в убыток? Во-первых, все участники рынка ожидают роста цен на СПГ. Во-вторых, наблюдается снижение капитальных затрат на строительство, что, как было отмечено выше, приводит к более низкой стоимости сжижения. В-третьих, даже цены на Henry

¹¹³ <https://www.worldoil.com/news/2019/6/2/toshiba-sells-stake-in-freeport-lng-plant-for-815-million>

Hub летом 2019 года немногим превышают отметку в 2 долл./МБТЕ. А часть участников рынка надеются использовать для сжижения газ собственной добычи или купленный по ценам, не привязанным к котировкам Henry Hub. Напомним, что в районах добычи сланцевой нефти время от времени наблюдается даже отрицательная стоимость газа (правда, пока есть определённые сложности со сбором и транспортировкой этого газа к побережью).

О каких цифрах идёт речь. Нижняя граница цен на газ может оцениваться в 2 долл./МБТЕ, верхняя — в 3 доллара. Стоимость сжижения на новых проектах можно оценить в 2 долл./МБТЕ по сравнению с в среднем тремя долларами на проектах первой волны. Если ориентироваться на среднюю стоимость транспортировки в Азию в 2 долл./МБТЕ, то получим следующую «вилку» себестоимостей: максимальные 8,45 долл./МБТЕ для старых проектов (при ценах Henry Hub в 3 долл./МБТЕ и дорогом сжижении) и минимальные 6,3 долл./МБТЕ для новых, наиболее конкурентоспособных проектов с дешёвым газом и низкой стоимостью сжижения. Следует отметить, что все эти цифры являются прикидочными, которые, однако позволяют оценить диапазон цен.

Следует отметить ещё один фактор, благодаря которому американский СПГ покорил рынок: это прозрачное ценообразование на непосредственно природный газ, сырьё для СПГ, то есть котировки Henry Hub. Это наиболее ликвидный газовый рынок в мире, а наличие финансовых производных позволяет с лёгкостью хеджировать свои риски. Именно эта группа проблем остаётся нерешённой при создании независимого ценообразования на СПГ в мире.

НЕЗАВИСИМОЕ ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ: ДОЛГИЙ ПУТЬ К БИРЖЕ СПГ

Разумеется, «идеальным» вариантом ценообразования на СПГ было бы создание независимого индикатора ценообразования с тем, чтобы раз и навсегда решить вопрос справедливой цены. То есть, создание биржи СПГ с достаточным объёмом физического товара и соответствующими производными финансовыми инструментами. Всё аналогично нефтяному рынку. На практике осуществить это решение оказывается не так просто, в том числе и потому, что СПГ намного более сложный в хранении товар по сравнению с нефтью: велики потери газа из-за испарения при длительном хранении и перевалке. Например, при хранении в СПГ-танкерах они могут быть оценены в 0,1% от общего объёма в сутки.

На европейском рынке задача независимого ценообразования на СПГ была решена просто. Так как биржевая торговля трубопроводным газом уже создана, то и импорт СПГ в Европу также во многих случаях привязан к биржевому рынку сетевого газа, ведь эти товары в большей части секторов использования полностью взаимозаменяемые.

Вместе с тем, стоит отметить, что процесс создания на европейском рынке независимого ценообразования на сетевой газ занял годы, а скорее — десятилетия. При этом и сейчас достаточный уровень ликвидности наблюдается далеко не на всех торговых площадках. Напомним, что за ликвидность отвечает так называемый уровень «чёрна» (churn ratio), соотношение объёма «бумажных» контрактов к объёму физических поставок. Считается, что рынки ликвидны, если этот показатель находится на уровне 15 и выше. В настоящее время только две площадки — британская NBP и голландская TTF могут быть признаны достаточно ликвидны, вскоре к ним, вероятно, добавится объединённая немецкая площадка. Торговые площадки южной (Италия, Испания) и даже центральной Европы пока не могут похвастаться ликвидностью, несмотря на развитость самого газового рынка.

Это отступление лишний раз иллюстрирует насколько непростым будет создание полноценной биржи СПГ со всеми необходимыми финансовыми инструментами, учитывая все сложности хранения СПГ.

В отсутствие таких независимых котировок участники торгов на спотовом рынке СПГ ориентируются на паллиативные решения — индексы, публикуемые ценовыми агентствами или торговыми площадками. Значение всех видов индексов как правило определяется на основании данных опроса трейдеров СПГ.

Самым популярным из них стал индекс JKM (Japan Korea Marker) от ценового агентства Platts, запущенный ещё в 2009 году. Этот индекс отражает цены спотовых сделок с СПГ в портах Японии и Южной Кореи. Важно отметить, что значение индекса соответствует стоимости сделки с поставкой в следующем месяце для индекса, опубликованного с 1 по 15 число текущего месяца. Для индекса, опубликованного с 16 по последнее число месяца значение соответствует поставке ещё месяцем позже. К примеру, индекс от 15 июля ещё отражает поставку в августе, но от 16 июля — уже поставку в сентябре.

Существуют также индексы от других ценовых агентств (EAX, East Asian Index, от ICIS Heren или ANAE от Argus), но интерес участников рынка к ним значительно меньше.

Любопытно, что наиболее популярным индексом стал по сути «внестрановой» индекс JKM от Platts. Хотя он и основывается на сделках в конкретном регионе, «внестрановой» этот индекс в том смысле, что определяется компанией, а не какой-либо биржей в странах АТР.

Ведь амбиций у стран региона по созданию собственного хаба/биржи для торговли СПГ достаточно, здесь стоит выделить три основных претендента и конкурента: Сингапур, Китай и Япония. У каждого из них есть свои сильные стороны для появления такого хаба именно в их стране.

Первым о планах по созданию СПГ-биржи объявил Сингапур ещё в начале 2010-х. Для этих целей на регазификационном терминале строятся дополнительные объёмы хранилищ СПГ. Цель — создание реального СПГ-хаба,

с тем, чтобы грузы СПГ могли импортироваться, храниться, а затем реэкспортироваться. Удобное географическое местоположение позволяет Сингапуру надеяться, что эта идея будет реализована. Пока, впрочем, объёмы реэкспорта невелики и сравнимы, к примеру, с объёмом реэкспорта из Южной Кореи, которая вообще не высказывает аналогичных амбиций.

В рамках решения поставленной задачи в 2014 году на Сингапурской бирже был запущен ценовой индекс Sling (SGX LNG Index Group). Индекс рассчитывается на условиях FOB Сингапур для гипотетического танкера на рейде. То есть, сделки для других регионов нормируются на транспортные расходы. В 2016 году был запущен North Asia Sling для более северных стран АТР (Япония, Корея, Тайвань и Китай). Как видно, по географической привязке, и, соответственно, своим котировкам, он является аналогом Platts JKM (котировки самого Sling ниже котировок Sling North Asia). Индекс получил популярность у многих наблюдателей на фоне публикации в открытом доступе (рассылка) с обновлением два раза в неделю. Однако из-за низкого интереса непосредственно участников рынка Сингапурской биржей в конце июля 2019 года было принято решение прекратить в ближайшие месяцы поддержку своих индексов.

Очевидной проблемой в создании СПГ биржи в Сингапуре является небольшой внутренний рынок газа, и в этом контексте у Китая и Японии больше шансов. Япония, как пока крупнейший (второй — уже Китай, обогнавший Южную Корею) импортёр СПГ также хотела бы создать свой индикатор.

Конкурентным преимуществом страны здесь являются крупнейшие в мире хранилища СПГ (11 млрд куб. м). Проблема — в зарегулированности газового рынка Японии, хотя страна уже вышла на путь либерализации внутреннего газового рынка. Ещё одной сложностью является отсутствие газопроводных связей между различными регионами Японии. Тем не менее, Япония также запустила внебиржевую торговую систему на СПГ, которая предполагает и форвардные контракты без физической поставки, однако интерес участников рынка к этим индикаторам минимальный.

Масса сложностей с созданием независимого ценообразования на СПГ в Азии позволяет предположить, что наиболее быстрым способом создания биржевого индикатора на СПГ станет европейский путь, то есть цена СПГ будет определяться в конкуренции с региональным рынком сетевого газа.

В этом контексте у Китая есть все шансы повторить у себя европейскую модель, так как страна обладает для этого всеми тремя составляющими предложения газовой биржи: значительные и растущие объёмы (а) собственной добычи, (б) импорта трубопроводного газа и (в) импорта СПГ. Кроме того, в Китае широко распространена дистрибуция СПГ в режиме «мини», то есть перевоз и распределение СПГ по территории страны в криогенных танк-контейнерах на грузовиках или водном транспорте. Всё это тоже может помочь Китаю в будущем стать лидером независимого ценообразования на газ и СПГ в АТР. В 2015 году

КНР запустила Шанхайскую нефтегазовую биржу, где уже торгуется и природный газ, и СПГ, а в 2018 году — газовую биржу в Чунцине¹¹⁴, где уже в сентябре того же года была продана партия СПГ зарубежного поставщика¹¹⁵.

Но каким бы ни был независимый индикатор рынка СПГ, нужно отметить, что продажи самого СПГ с привязкой к этому индикатору могут осуществляться в двух вариантах:

- 1) В рамках «спотовых» продаж по биржевым ценам/по ценам индикаторов;
- 2) В рамках долгосрочных контрактов, но с ценовой привязкой к спотовому рынку СПГ (т. е. к ценам индикатора).

Понятно, что второй вариант требует намного большей «надёжности» (в самом широком смысле) ценового индикатора, ведь ценовая привязка осуществляется на длительный период времени.

И здесь любопытно, что несмотря на очевидно недостаточную развитость ценовых индикаторов, уже заключаются долгосрочные контракты с привязкой к котировкам индекса JKM, который завоевал доверие участников рынка; в частности, с привязкой к этому индикатору подписываются среднесрочные контракты, а также заключены подобные договорённости и для американских проектов по сжижению (подробней ниже).

Секрет такого признания прост — JKM показывает впечатляющую динамику роста ликвидности: продажи финансового дериватива (т. н. «свопа», но по сути фьючерса) на JKM кратно увеличиваются из года в год (Рис. 11.2):

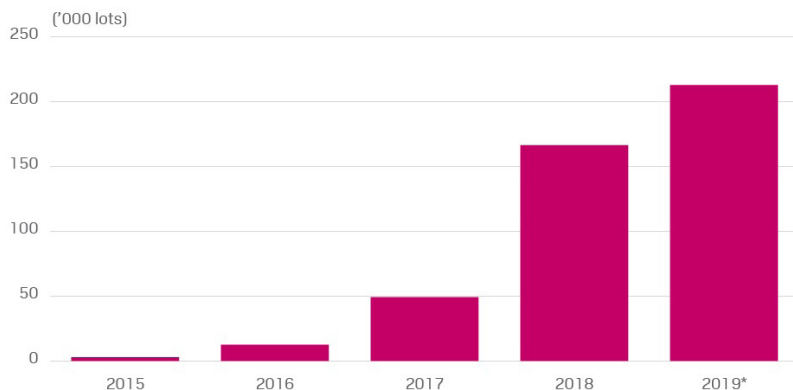


Рисунок 11. 2. Динамика торговли свопами на JKM на бирже ICE.

* — данные за 2019 год отражают торги за январь-июнь.

Источник: Platts¹¹⁶.

¹¹⁴ <https://www.reuters.com/article/china-gas-auction/update-1-chongqing-oil-and-gas-exchange-sold-pipeline-gas-in-debut-trading-idUSL3N1SN3EU>

¹¹⁵ <https://www.hellenicshippingnews.com/chongqing-exchange-auctions-first-lng-from-non-chinese-supplier/>

¹¹⁶ <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/071119-platts-ice-agree-to-launch-lng-electronic-platform>

Впервые свопы на ЖКМ стали торговаться на лондонской ICE, позже к ней присоединилась чикагская СМЕ, а летом 2019 года — европейская торговая площадка PEGAS¹¹⁷. В то же время, несмотря на впечатляющую динамику, нужно понимать, что объём торговли составляет около 20% от общего объёма продаж СПГ. Если вычесть из них объёмы, реализуемые по долгосрочным контрактам, то получается, что объём торгов фьючерсами на ЖКМ уже сопоставимы с объёмом продаж СПГ на спотовом рынке. Конечно, до *churn ratio* (отношение объёма денежных сделок к объёму физических поставок) в 15–20 ещё далеко, но рост торговли этим деривативом очевидно продолжится.

Кроме того, в контексте спотовой торговли СПГ ограниченное распространение получают «интернет-биржи» СПГ и электронные платформы. Первой «интернет-биржей» СПГ, как считается, стала австралийская GLX, запущенная в 2017 году, но первая сделка проведена в 2018 году¹¹⁸.

Летом 2019 года было объявлено, что Platts совместно с ICE запускает собственную электронную торговую площадку¹¹⁹ eWindow. Учитывая, что именно Platts создала и поддерживает индекс ЖКМ, а ICE — площадка с крупнейшими объёмами торговли свопом на этот ценовой индикатор, сотрудничество должно быть многообещающим.

КОНТРАКТЫ В США: ЗАГЛЯДЫВАЯ ВПЕРЕД

Американский экспорт СПГ начался с контрактов с привязкой к Henry Hub, почти сразу к ним присоединились идеологически близкие контракты с правами на сжижение по толлинговым схемам. Но сейчас экспорт СПГ из США (если быть точным: заключённые контракты, по некоторым из них пока не начались строительства заводов) показывает всё большее разнообразие контрактных возможностей.

Одна из интересных историй — компании Tellurian с креативным руководителем Шарифом Суки (фактически именно он стал идеологом созданной системы ценообразования в Cheniere Energy, но после разногласий ушёл из компании, основав в нынешнем виде компанию Tellurian). Компания готовит проект по сжижению Driftwood LNG, на июль 2019 года инвестирование пока не принято.

Tellurian уже предлагала для азиатского (в первую очередь, для японского рынка) СПГ по фиксированной цене в 8 долл./МБТЕ (с доставкой в Азию), однако покупателей не нашлось: сейчас все хотят купить ещё дешевле. Но идея фиксированной цены существует, окажется неудивительным, если позже такие контракты будут заключаться, но по чуть более низкой цене. (Ранее такой вариант ценообразования встречался в некоторых старых контрактах на покупку

¹¹⁷ <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/112918-pegas-to-launch-lng-futures-settled-against-platts-jkm>

¹¹⁸ <https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL3N21G25Q>

¹¹⁹ <https://uk.reuters.com/article/asia-lng-electronic/refile-asias-spot-lng-benchmark-goes-digital-with-launch-of-electronic-platform-idUKL4N24B1TJ?>

СПГ, в настоящее время о таких продажах по фиксированной цене упоминали представители малазийской Petronas).

Кроме того, у Tellurian планируется ещё есть несколько форм продаж СПГ. Во-первых, покупателям предлагается поучаствовать в капитале, а в обмен приобретать СПГ по сниженным ценам (по сути, вероятно, отражающим только операционные затраты на производство). Во-вторых, часть СПГ компания будет продавать с ценовой привязкой к индексу Platts JKM. В частности, соглашение о намерениях было подписано с трейдером Vitol, контракт предполагает продажу 1,5 млн тонн СПГ в год в течение 15 лет¹²⁰.

Одновременно США сами хотят быть центром независимого ценообразования на СПГ. Поэтому, аналогично Platts JKM, развивается и индекс Platts GCM (Gulf Coast Marker), отражающий котировки СПГ в Мексиканском заливе. Он был запущен ещё в июне 2016 года, вскоре после первой отгрузки СПГ из США, а в мае 2017 года на ICE стал торговаться фьючерсный контракт на этот индекс.

А в апреле 2019 года был подписан и контракт на продажу американского СПГ с привязкой к нефтяным котировкам: компания Shell покупает 2 млн т СПГ у NextDecade с проекта Rio Grande (инвестрешения на июль 2019 года пока нет) с индексацией к ценам Brent на 75%, а на оставшуюся четверть — с привязкой к Henry Hub¹²¹.

И, последнее, но, наверное, самое интересное. В начале июня 2019 года Corpus Christi (второй завод пионера американского экспорта Cheniere Energy) объявил о заключении контракта с добывающей компании Apache на покупку газа для сжижения¹²².

История обычная, но главное здесь — механизм ценообразования. Corpus Christi (третья линия по сжижению) будет покупать у добывающей компании Apache газ с ценообразованием по принципу «нетбэк»: глобальные цены на СПГ за минусом расходов на сжижение. Контракт заключен на 15 лет объемом, соответствующим производству СПГ примерно 0,85 млн тонн в год.

Фактически, Cheniere Energy нашла ещё один способ, чтобы снимать с себя ценовые риски. В своих первых контрактах компания продавала по фиксированной цене мощности по сжижению, а все прочие риски (стоимость газа в США, стоимость газа на мировых рынках) брал на себя покупатель. Только небольшую часть от производимого СПГ компания Cheniere Energy реализует самостоятельно. Поэтому убытков у компании в этой схеме не должно быть в принципе (за исключением самостоятельно реализуемых объемов). В новом же контракте все риски низких мировых цен на СПГ компенсируются синхронным снижением цены на покупаемый для сжижения газ. Но зачем такой договор компании Apache? Подробностей заключения контракта не сообщалось,

¹²⁰ <https://www.businesswire.com/news/home/20181206005500/en/Tellurian-Vitol-Sign-MOU-15-year-LNG-sale>

¹²¹ <https://www.lngworldnews.com/nextdecade-inks-20-year-lng-supply-deal-with-shell/>

¹²² <https://www.businesswire.com/news/home/20190603005215/en/>

но возможно, компания хочет диверсифицировать контракты на продажу своего газа. Кроме того, далеко не весь газ в США продаётся по ценам Henry Hub. К примеру, из-за дефицита трубопроводных мощностей в ряде регионов сланцевой добычи нефти природный газ (рассматриваемый как побочный продукт при добыче нефти) время от времени реализуется даже по отрицательным ценам (на фоне запрета на сжигание).

НОВОЕ ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ И ТРЕЙДИНГ СПГ

Наконец, необходимо кратко затронуть ещё одну существенную особенность рынка СПГ в последние годы: развитие трейдинга СПГ. Трейдингом стал заниматься самый широкий спектр участников рынка. Это и производители СПГ (что, в общем-то, логично); нефтяные majors, активно выходящие на рынок СПГ; сырьевые трейдеры (Gunvor, Glencore, Vitol и другие). Отдельно стоит отметить, что на этот рынок также выходят и традиционные импортёры СПГ. Среди задач, которые решают трейдинговые подразделения импортёров, может быть реализация избытка законтрактованных объёмов в случае проседания собственного спроса или же заключение более выгодных или гибких договоров на покупку в рамках наработанных трейдинговых компетенций. В качестве примеров здесь можно отметить трейдинговые подразделения таких классических импортёров газа (СПГ) как польская PGNiG или китайская CNOOC.

Тесно связанным с развитием трейдинга феноменом стало появление так называемых агрегаторов СПГ, которыми могут быть, опять же, как нефтегазовые ТНК (Shell, Total, BP), так и классические трейдеры. Особенность работы агрегаторов заключается в том, что они покупают СПГ у производителей в свой «СПГ-портфель» и оттуда же продают газ конечным потребителям.

Какие из этого следуют выводы в контексте развития «нового» ценообразования на СПГ? Агрегаторы (которые часто являются и нефтегазовыми majors) могут скупать газ с чужих проектов или же инвестировать в собственные. В последнем случае ценообразование на этапе покупки СПГ вообще исчезает, так как купля-продажа производится по внутренним, трансфертным ценам.

Кроме того, если тот или иной объём СПГ продаётся не напрямую от продавца к покупателю (как это было ранее), а через трейдера, то один и тот же СПГ может покупаться у производителя по одному типу контракта, а продаваться конечному потребителю по другому типу контракта. Всё это усложняет оценки доли того или иного типа контракта в торговле СПГ, или такие оценки должны делаться со всеми пояснениями, каким образом все поставки учитываются в статистике.

Организации, анализирующие рынок СПГ, приводят динамику своих оценок доли долгосрочных и краткосрочных контрактов в общем объёме продаж. К примеру, по данным GIIGNL, доля краткосрочных и спотовых продаж СПГ по итогам 2018 года уже достигла 32% (Рис. 11.3).

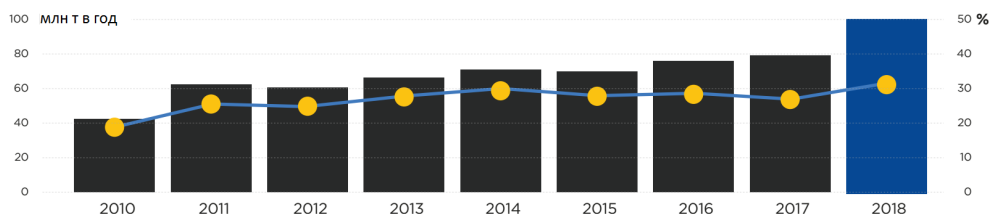


Рисунок 11.3. Динамика краткосрочных и спотовых продаж в мировой торговле СПГ, в млн тонн (столбцы, левая шкала) и % от общего объёма торговли (кривая, правая шкала).

Источник: GIIGNL¹²³.

Важно отметить, что в категорию краткосрочных контрактов попадают как спотовые продажи СПГ, так и контракты длительностью менее четырёх лет. Непосредственно спотовые продажи СПГ (когда поставка осуществляется не позднее 90 дней после сделки) организация стала выделять в своей отчётности только с 2016 года, по итогам 2018 года такие продажи составили внушительные 25% по сравнению с 20% годом ранее.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ: ПУСТЬ ЦВЕТУТ СТО ЦВЕТОВ

Ценообразование на СПГ становится ещё более «пёстрым». В целом же неопределённости на рынке очень высоки: каков будет средне- и долгосрочный баланс спроса и предложения на газ и СПГ, какими будут цены на нефть, какие котировки газа мы увидим на Henry Hub, и в целом как будет развиваться сланцевая добыча нефти и газа. Все эти факторы будут оказывать влияние на цены. Как следствие, желание и продавцов, и покупателей диверсифицировать свои риски создаёт массу самых разнообразных механизмов торговли СПГ.

Ещё одной яркой иллюстрацией этой стратегии бесконечной диверсификации стало заключение долгосрочного (10 лет; 0,5 млн т в год) контракта на поставку СПГ с частичной ценовой привязкой к котировкам на уголь. Ранее подобные контракты существовали для трубопроводного газа (хотя и являются скорее атавизмом), но не для СПГ. Для покупателя логика здесь есть: в японской генерации СПГ и уголь являются взаимозаменяемыми видами топлива. Продавцом стала компания Shell (кстати, крупнейший агрегатор на рынке СПГ), а покупателем — Tokyo Gas¹²⁴.

Уже сейчас мы видим следующие виды механизмов покупки СПГ: нефтяное ценообразование (FOB, DES), привязка к Henry Hub, толлинговые договора в США, покупки и продажи по биржевым ценам и ценам индикаторов

¹²³ GIIGNL. LNG Industry, Annual Report 2019.

¹²⁴ <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/041719-analysis-tokyo-gas-coal-linked-lng-contract-signals-strong-push-for-price-diversification>

спотового рынка, причём центр такого ценообразования может формироваться как в точке покупки, так и в точке продаже газа. А также привязка к углю и продаже по фиксированным ценам. Кроме того, непосредственные инвесторы проектов СПГ могут приобретать свой газ по внутренним ценам, перепродавая его впоследствии третьим лицам.

Вкратце также стоит упомянуть и фактор «ценовых войн», когда из-за конкуренции между различными поставками газа и СПГ топливо может продаваться по ценам ниже полной себестоимости. Ведь расходы на уже сделанные капитальные затраты понесены (т. н. *sunk cost*), поэтому СПГ будет производиться, даже если цена продажи перекрывает только операционные расходы. Эти минимальные ценовые уровни продажи, рассчитанные по краткосрочным издержкам, также вносят свой вклад в пёструю картину ценообразования.

Что «новое ценообразование» означает для российских проектов? Россия, как крупнейший экспортёр газа в мире и страна с планами значительно нарастить экспорт СПГ, конечно, заинтересована иметь и собственные центры ценообразования на газ и СПГ.

В точках отгрузки арктических проектов по сжижению («Ямал СПГ», будущий «Арктик СПГ 2») создание центра ценообразования невозможно, так как вывоз СПГ сопряжён с использованием танкеров ледового класса и ледокольного флота. Однако «Новатэк» планирует для облегчения логистики создать перевалочные базы для СПГ в Мурманске и на полуострове Камчатка, с тем чтобы из этих точек можно было вывозить СПГ традиционными газозавозами. В случае строительства в этих регионах достаточного объёма хранилищ можно ожидать в перспективе и создания ценовых индикаторов, привязанных к этим точкам перевалки, хотя, как видно из описанного выше, процессы эти крайне небыстрые, а конкуренция за лидерство очень высока.

Второй потенциально крупный центр российского производства СПГ — Балтика. Здесь уже работают и запускаются несколько среднетоннажных заводов, планируется строительство «Балтийского СПГ» компании «Газпром». Одновременно, из региона «Газпром» экспортирует сетевой газ по газопроводу «Северный поток». «Газпром» также развивает и свою Электронную торговую платформу, продаёт на ней газ за евро, по ценам, близким к ценам европейских газовых бирж. Была проведена и сделка в рублях. С 1 апреля 2019 года публикуется индекс ESPGazEX¹²⁵, рассчитываемый как средневзвешенная цена всех сделок с поставкой в соответствующем месяце. Вероятно, в перспективе, на фоне планов перехода к полностью биржевому ценообразованию на газ в Европе, «Газпром» хотел бы сместить центр ценообразования на свой сетевой газ в Россию.

Одновременно в России постепенно развивается и биржевая торговля газом для внутреннего рынка. Если говорить о долгосрочной перспективе, то отгрузка СПГ с балтийских проектов может оказаться привязанной к биржевым

¹²⁵ <http://www.gazpromexport.com/esp/espgazex/>

ценам на российский сетевой газ, а модель в таком случае в чём-то повторит экспорт СПГ из США с ценовой привязкой к Henry Hub. При этом нужно помнить, что на российский трубопроводный газ существует 30%-я экспортная пошлина, а «Газпром» остаётся монопольным экспортёром. В то время как для российских СПГ-проектов экспортная пошлина обнулена. Всё это многообразие ценовых индикаторов, дополнительных условий усложняет основную задачу. Тем не менее, в долгосрочной перспективе все эти факторы могут быть приведены к общему знаменателю, что позволит создать и в нашей стране собственный центр ценообразования для экспорта как сетевого газа, так и СПГ.

Глава 12. Трансформация мировых рынков газа

С. В. Еремин

Последние два десятилетия мы являемся свидетелями триумфальной экспансии природного газа по планете. Пожалуй, ни один из видов ископаемого топлива не получил столь стремительного развития и дифференциации, как по технологиям добычи, источникам поставки, по видам транспортировки и направлениям использования. Разработка глубоководного шельфа, сланцевого газа, технология сжижения газа и его танкерной перевозки обусловили вовлечение в коммерческий оборот новых гигантских газовых запасов, которые ранее считались недоступными для рынков и потребителей. Газ перестает быть топливом исключительно для отопления и производства электроэнергии, он все чаще находит себе применение как ценное сырье для газохимии, моторное топливо для автомобильного и водного транспорта.

Одним из важнейших факторов трансформации газовых рынков, придающим импульс их глобализации, стала сланцевая революция в США. Массовый выход на рынок в начале 2010-х гг. нового газа, добываемого из нетрадиционных источников, изменяет мировой энергетический баланс и статус-кво ключевых игроков газовых рынков. Изменяется структура крупнейших стран / регионов экспортеров и импортеров. Исчезает прежде четкий водораздел между странами (регионами) поставщиков (экспортеров) и покупателей (импортеров). Наиболее ярким свидетельством тому стал переход США в лагерь нетто-экспортеров сжиженного природного газа (СПГ). Теперь осталось лишь два наиболее важных импортоспособных региона — Европа и Азиатско-Тихоокеанский регион. Но и здесь нельзя исключать подвижек уже в ближайшем в будущем.

Масштабирование сланцевых проектов в Китае и ряде стран Латинской Америки может в очередной раз скорректировать конфигурацию мировых экспортных потоков газа. Кроме того, отсутствие сланцевой разработки в Европе обусловлено низкими уровнями цен на газ и обилием его предложения. При необходимости (угрозе импорту, из-за всплеска цен и т. п.) Великобритания, Польша, Венгрия, Болгария, Румыния и другие страны в принципе могут активизировать работы по нетрадиционному газу.

Сланец заставляет по-новому оценить обеспеченность ресурсом газа. Если прежде наличие ресурса связывалось с обладанием месторождениями, которые можно коммерчески эффективно разрабатывать, то теперь оно связывается, главным образом, с обладанием технологиями сланцевой добычи, которые можно коммерчески эффективно использовать.

С внедрением сланца производство газа превратилось из добычи природного ресурса, сконцентрированного на ограниченных площадях месторождений, в промышленное производство товарного продукта с географически весьма распределенной сырьевой базой (сланцевыми плеями). Все это

заставляет по-новому посмотреть на доминирующие традиционные концепции исчерпаемости ресурсов, стоимости неразработанного ресурса и экономики природной ренты.

Стоит отметить, что сланец стал дополнительным источником неопределенности газовых рынков — новой переменной, которая осложняет действующую систему и порождает новые риски для ее игроков.

Россия, обладая значительными газовыми ресурсами и мощной газовой промышленностью, входит в число крупнейших участников международной торговли газом. Поэтому для нее чрезвычайно важны сложные и неоднозначные трансформации мировых энергетических рынков, особенно создающие угрозы стабильности ее бизнеса и конкурентоспособности российского газа за рубежом.

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ СТРУКТУРЫ, КОММЕРЧЕСКИЕ ОТНОШЕНИЯ

Если характеризовать одним словом суть стремительных и глубоких трансформаций, на путь которых на рубеже 2000-х годов вступили современные рынки природного газа, то этим словом будет «диверсификация». Она охватывает все сферы газового бизнеса. От апстрима, где традиционная газодобыча последовательно приумножается новыми технологиями — сланцы, шахтный метан, биогаз, теперь на очереди — синтетический газ и газогидраты; к мидстриму, где традиционные газопроводы испытывают возрастающую конкуренцию со стороны различных видов танкерной (морской и сухопутной) транспортировки сжиженного природного газа; и, далее, — к даунстриму, где диверсифицируются структуры рынков, источники и маршруты поставки, механизмы торговли, контрактные схемы, коммерческие компетенции хозяйствующих субъектов и полномочия регулирующих органов. Для игроков газового рынка диверсификация — это одновременно и усиление неопределенности, и новые возможности повышения доходности бизнеса. В выигрыше остается тот, кто умеет быстро адаптироваться к новому бизнес-ландшафту.

В результате интенсивных интеграционных процессов мировые рынки природного газа преодолевают национальные границы и масштабируются на региональном уровне, расширяются сферы конкуренции, коммерческие коммуникации все больше переходят на язык информационных технологий.

Увеличение доли природного газа в мировом энергобалансе происходит на фоне глубоких трансформаций структуры производственных активов и институциональной организации газовой отрасли. Растут объемы торговли, множится число участников рынка, изменяются их компетенции и субъектный состав. Новые формы принимают рыночные структуры, коммерческие практики и контрактные отношения. Все эти изменения преследуют цель повышения

эффективности газоснабжения, справедливого распределения бизнес-рисков между контрагентами, удовлетворения постоянно возрастающих запросов потребителей газа на надежность, оперативность и качество его поставок.

Как и любой другой товар, природный газ производится, транспортируется, продается и покупается. Но при всей, на первый взгляд, стандартности процессов коммерциализации товара газовые рынки имеют специфические особенности, существенно отличающие их от рынков других сырьевых и энергетических товаров. Это высокая концентрация ресурсов, стран — производителей и потребителей газа, которые достаточно четко разделены на нетто-импортеров и нетто-экспортеров. С учетом того, что газ является природным ресурсом, то вопросы распределения природной ренты, ценовые и рыночные механизмы представляют чрезвычайно важное значение для функционирования мировых газовых рынков.

Газовая отрасль является одной из наиболее капиталоемких. Она опережает по этому показателю многие другие отрасли промышленности и производство валового общественного продукта в целом. Вопрос привлечения и окупаемости масштабных инвестиций для обеспечения ее устойчивого функционирования является весьма важным, особенно на фоне обостряющейся конкуренции за инвестиции и усиливающейся неопределенности рыночной конъюнктуры.

Любой рынок углеводородов, независимо от его количественных и качественных характеристик, предполагает, что поставка товара от производителя до конечного потребителя осуществляется с использованием транспортной инфраструктуры. Но только транспортировка газа от месторождений до районов потребления в подавляющем большинстве случаев происходит через посредство трубопроводной естественной монополии. Ее значение для эффективной монетизации природного газа трудно переоценить. Ни один из сырьевых товаров не имеет в конечной цене столь высокую долю транспортных расходов. Поэтому все историческое развитие газовой отрасли проходило под флагом борьбы за повышение эффективности газотранспорта.

В отличие от рынков нефти и угля, функционирование рынков газа в большей степени определяется не соотношением рыночных сил, а формами, методами и глубиной регулирования и планирования со стороны национальных правительств. Развитие международной экономической интеграции в газовой сфере повлекло создание наднациональных регулирующих органов, значение и пределы компетенции которых постепенно расширяются.

В коммерческий оборот вовлекаются **новые газовые ресурсы**, которые еще несколько лет назад считались технически и экономически недоступными. Масштабирование технологий СПГ и удельное удешевление танкерной транспортировки газа в сжиженном состоянии вывело мировую торговлю природным газом на новый качественный уровень. Новые перспективы откроет применение плавучих заводов по сжижению газа, которые откроют доступ к новым

газовым ресурсам, разработка которых до настоящего времени является экономически или политически недоступной.

Баланс рыночных сил на мировых рынках газа изменился за счет выхода на него новых игроков, расширения географии газовых потоков и набора инструментов торговли. Существенно возросла зависимость между ранее изолированными региональными газовыми рынками.

Новое качество в условиях трансформации рынков приобретает **конкуренция**. Помимо традиционной состязательности субъектов рынка за доступ к ресурсам, инфраструктуре и рынкам, конкуренции газа с альтернативными энергоресурсами, в последнее десятилетие газ стал объектом внутритопливной конкуренции. На мировых рынках природный газ, добываемый из традиционных источников, все заметнее теснят сланцевый газ, угольный метан и газ плотных пород.

События развиваются настолько стремительно, что долгосрочные прогнозы развития отрасли и рынков быстро утрачивают свою актуальность, также недолговечны корпоративные стратегии и национальные энергетические концепции, а численные экономические модели постоянно дополняются новыми вводными параметрами и подвергаются калибровке.

Экзогенными факторами перемен выступают (1) цикличность экономического развития и связанная с ней динамика макроэкономических показателей мирового хозяйства, (2) технологические инновации, (3) ужесточение экологических требований, (4) широкая гамма институциональных преобразований, инициированных государствами, включая либерализацию, декарбонизацию, денуклеаризацию энергетики и иные регуляторные политики, (5) геополитические шоки. К **эндогенным** можно отнести диверсификацию (1) ресурсной базы за счет включения в баланс возрастающих объемов газа, добываемого из нетрадиционных источников, (2) инфраструктуру доставки газа от мест добычи до потребителя и каналов информационной коммуникации, связывающих рыночных игроков, а также (3) направления использования газа и географического расположения потребителей.

Результатом воздействия указанных факторов стала сложившаяся на сегодняшний день организация мировых газовых рынков, которая характеризуется все большей открытостью, *снижением концентрации* доступных мировых запасов природного газа, его производства и потребления, возрастающей ликвидностью торговли. Пожалуй, впервые в истории ликвидные объемы газа стали доступны фактически по всему миру. Если еще несколько лет назад невостребованность ресурса на целевом рынке блокировала его поставку, принося убытки поставщику, то сегодня газ, при условии его конкурентоспособности, может быть достаточно гибко перенаправлен на другие рынки (путем танкерной транспортировки), либо в адрес иных потребителей (если речь идет о трубопроводном транспорте). Последнее возможно исключительно для США и ЕС, где третьи лица уже могут конкурировать за потребителей и пропускные мощности газотранспортных систем.

Происходит смена ключевой парадигмы организации газовых рынков — вертикальная замкнутость «газовой сбытовой цепочки» и ее жесткая ориентированность на целевой рынок или покупателя постепенно уступает место гибкому трейдингу. В рамках этой модели ослабевает взаимная привязка покупателей, продавцов и инфраструктурных организаций. Происходит коммодитизация природного газа, т. е. из специфичного товара, имеющего особое значение, он все больше превращается в стандартный объект мировой биржевой торговли.

По мере повышения ликвидности торгов формируется агрегированный мировой баланс спроса и предложения на этот товар (единая кривая). Цены на газ — стандартизированный товар — будут устанавливаться и на его производные финансовые инструменты в центрах организованной торговли (биржах и хабах), ежедневно и мгновенно, по прозрачным правилам. Как это уже происходило в случае с универсальной системой ценовой индикации, сигналы которой являются значимыми для продавцов и покупателей газа, независимо от рынка, на котором они действуют.

Надо отметить, что эта ликвидность в масштабах мировых рынков пока не дает достаточной уверенности в необратимости такого перехода. Кроме того, даже если он состоится, то автоматически он не будет гарантировать действие закона «единой цены» во всемирном масштабе. Нельзя исключать, что данная организация рынка послужит формированию картеля поставщиков — олигополистов.

Концентрация запасов. На сегодняшний день доказанные мировые запасы традиционного природного газа оцениваются в 187 трлн куб. м.¹²⁶ Они расположены крайне неравномерно по странам и континентам. Основные запасы сконцентрированы на Ближнем Востоке (42,7%) и в странах СНГ (31%). Порядка 8,2% приходится на АТР и чуть менее 7,6% на страны Африки. Менее 7% ресурсов расположено в Америке¹²⁷. Основная часть мировых ресурсов природного газа располагается в небольшом количестве стран. Четыре страны — Иран, Россия, Катар и Туркмения обладают 60% от общего объема мировых запасов.

Лидером среди стран является Иран, который имеет в своём активе 34 трлн куб. м или 18,2% от мировых запасов. Далее следуют РФ — 32,6 трлн куб. м (17,4%) и Катар — 24,7 трлн куб. м (13,1%). Благодаря открытию гигантского месторождения Галкыныш в 2006 г., к тройке лидеров приблизилась Туркмения, чьи запасы оцениваются в 17,5 трлн куб. м (9,3%).

¹²⁶ В анализе использованы данные, публикуемые в BP Statistical Review of World Energy Workbook за 2014–2019 гг. Вместе с тем, их достоверность нередко подвергается сомнению некоторыми экспертами, т. к. они основана на официальной отчетности национальных правительственных органов, при составлении которой используются разнообразные и непрозрачные методики. Несмотря на критику, из всех публичных баз данных по мировой энергетике BP Statistical Review, по нашему мнению, предоставляет наиболее полную и систематизированную информацию.

¹²⁷ Без учета нетрадиционного газа, по доказанным запасам которого не ведется статистики. Имеются оценочные показатели ресурсной базы сланцевого газа, газа твердых пород и шахтного метана.

Добыча. В 2004–2018 гг. мировая добыча газа выросла почти наполовину — с 2,69 до 3,89 трлн куб. м. Однако ее рост происходил весьма неравномерно по разным странам и континентам. Он достаточно чувствительно реагировал на периоды экономической стагнации и финансовых кризисов. Наибольший прирост продемонстрировала Северная Америка за счет успешного развития сланцевой революции в США. Эта страна стала бесспорным мировым лидером по темпам роста газодобычи за последние 15 лет — в среднем на 6% при фактически неизменном все эти годы среднем общемировом росте — 2,5% в год (Рис. 12.1).

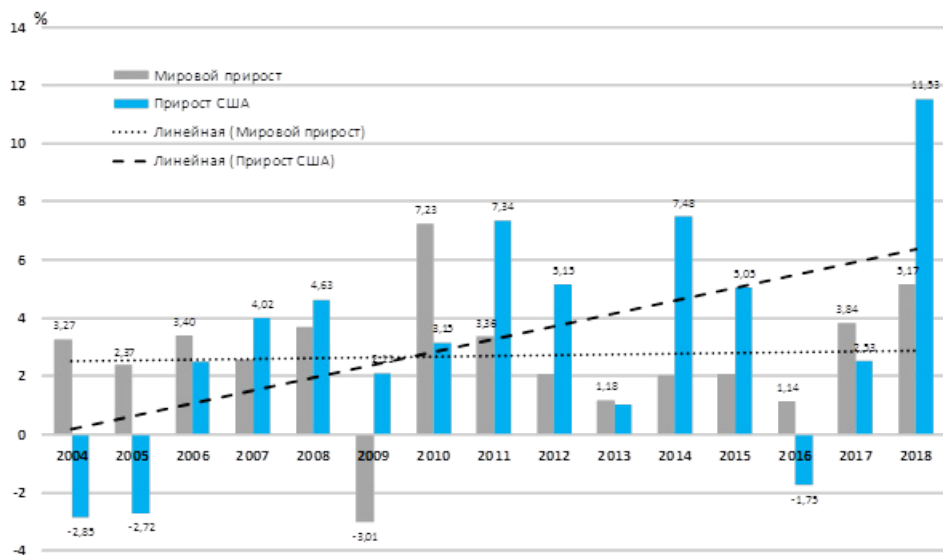


Рисунок 12.1. Динамика ежегодного прироста добычи природного газа

Источник: рассчитано автором по материалам BP Statistical Review Energy 2019

Начавшийся в 2005–2006 гг. сланцевый бум вывел США в бесспорные лидеры газодобычи: уже в 2011 г. Соединенные Штаты опередили Россию (617,4 против 616,8 млрд куб. м, соответственно), а в 2018 г. достигли самого высокого показателя газодобычи за всю свою историю — 831,8 млрд куб. м и сравнялись с объемом добычи всех стран бывшего СССР (Рис. 12.2). Доля США в мировом балансе газодобычи за время сланцевой революции (прошедшие 15 лет) выросла с 18 до 21,5%, а с учетом Канады и Мексики (т. е. всей Северной Америки) — с 24 до 27%. Надо отметить, что за этот же период доля стран бывшего СССР сократилась с 26 до 21,5%, несмотря на рост газодобычи в абсолютных значениях.

Высокую динамику роста производства газа демонстрируют страны Ближнего Востока и АТР. Здесь лидерами являются Иран и Австралия.

Другие континенты не демонстрируют столь впечатляющего роста: Африка и Латинская Америка растут в среднем на 1,0–1,5% в год. Лишь Европа находится в понижательном тренде: в начала века объем газодобычи здесь снизился примерно на 40%. Здесь сыграли два фактора. С одной стороны, ускоряющееся истощение месторождений, а с другой — снижение спроса на газ в регионе в результате экспансии возобновляемых источников энергии, энергосбережения и политик декарбонизации. С наибольшей скоростью добыча газа падает в Голландии, за которой следуют Германия, Италия и Великобритания. Из всех европейских стран лишь Норвегии удастся наращивать объемы газодобычи.

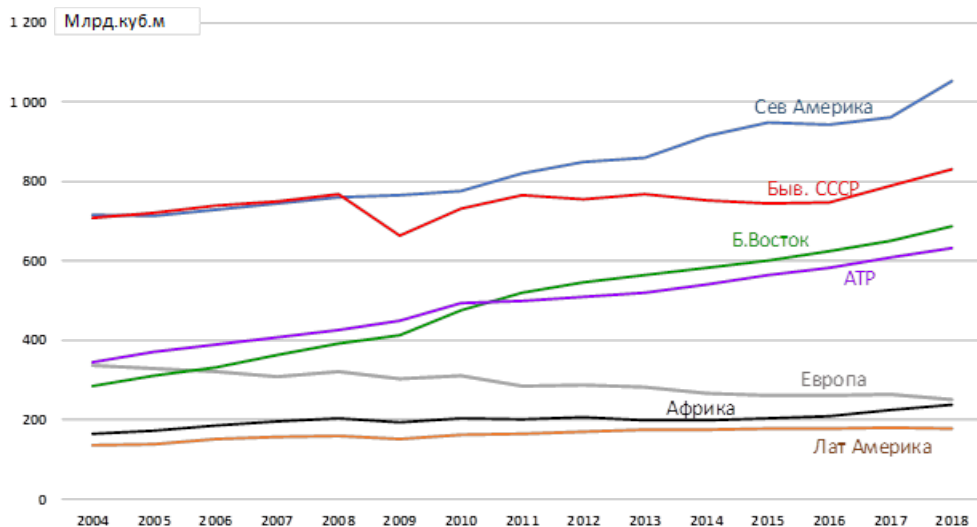


Рисунок 12.2. Объем добычи природного газа

Источник: рассчитано автором по материалам BP Statistical Review Energy 2019

Мировая добыча газа более сконцентрирована по сравнению с добычей нефти. Если нефть сегодня добывается более чем **в 80 странах мира** (из них 40 — с объемом, превышающим 10 млн т/год), то газ — в более чем **в 60 странах**¹²⁸ (из них 39 — с эквивалентным объемом добычи свыше 10 млн тнэ / год) При этом 75% мировой добычи углеводородов приходится на ограниченную группу государств, количественно не превышающей полтора десятка (Табл. 12.1). Стоит обратить внимание на то, что семь стран (США, Саудовская Аравия, РФ, Канада, Иран, Китай и Норвегия — в таблице выделены жирным шрифтом) занимают ведущие строчки в двух списках.

¹²⁸ С объемом добычи — свыше 3 млрд куб. м/год

Таблица 12.1. Страны, обеспечивающие 75 %
мировой добычи нефти и газа

№	Страна	Добыча нефти (млн т)	№	Страна	Добыча газа (млрд кубм)
1.	США	669,4	1.	США	831,8
2.	Сауд. Аравия	578,3	2.	Россия	669,5
3.	Россия	563,3	3.	Иран	239,5
4.	Канада	255,5	4.	Канада	184,7
5.	Иран	220,4	5.	Катар	175,5
6.	Ирак	226,1	6.	Китай	161,5
7.	Китай	189,1	7.	Австралия	130,1
8.	ОАЭ	177,7	8.	Норвегия	120,6
9.	Кувейт	146,8	9.	Сауд. Аравия	112,2
10.	Бразилия	140,3	10.	Алжир	92,3
11.	Мексика	102,3	11.	Индонезия	73,2
12.	Нигерия	98,4	12.	Малайзия	72,5
13.	Норвегия	83,1	13.	Туркмения	61,5

Источник: составлено автором по материалам BP Statistical Review 2019

В международную торговлю поступает порядка 45% всей добываемой нефти. Для газа этот показатель несколько скромнее — около 30% от объема газодобычи пересекает государственные границы.

Мировое газопотребление. Увеличение доли газа в мировом балансе первичных энергоресурсов происходит опережающими по сравнению с нефтью темпами. Если в 1965 г. объем мирового потребления газа составлял треть от объема потребления нефти, то к 2013 г. этот показатель достиг 72%. Сохранение такой динамики позволяет рассчитывать, что через два-три десятилетия нефть и газ по балансовым объемам достигнут паритета. Возможно, это случится скорее, так как рост потребления нефти может замедлиться. В любом случае, важность газа будет расти, а перспективы мирового развития все больше зависеть от динамики и уровня цен на него.

Рост потребления газа — это общая мировая тенденция, однако его динамика не равномерна. Наиболее агрессивный спрос — на уровне 7,5% в среднем год к году за последние десять лет демонстрируют страны АТР. Другие регионы отличаются более консервативными темпами, либо вовсе имеют падающую динамику.

Рост спроса на газ в Северной Америке — достаточно умеренный. В 2004–2018 гг. он составлял в среднем 1,7% в год. Мексика и Канада (на их долю суммарно приходится 20% рынка) показывают более высокие темпы прироста потребления газа по сравнению с США (доля рынка — 80%).

Сланцевая революция в США, несмотря на то, что разработка технологий велась продолжительное время, оказалась неожиданностью для газовых рынков. Еще в 2005 г. энергетическая стратегия США исходила из опоры на импортный газ. Об этом недвусмысленно свидетельствуют прогнозы спроса, которые публиковало Управление энергетической информации Минэнерго США (Рис. 12.3).

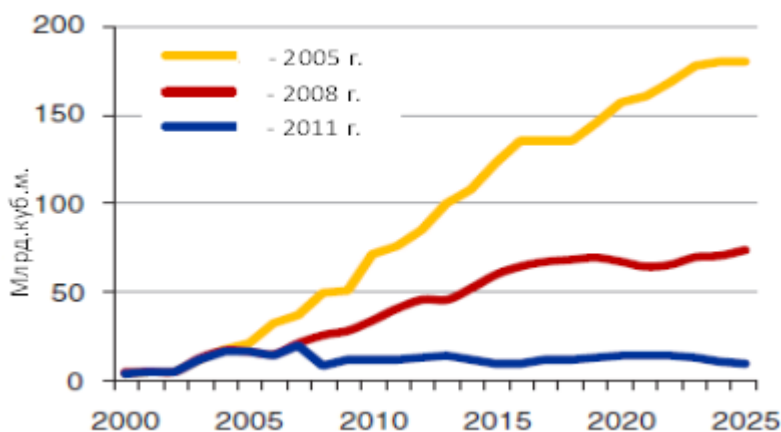


Рисунок 12.3. Как изменялся прогноз Минэнерго США относительно потребности в импорте СПГ

Источник: EIA

Как видно, еще в 2005–2008 г. в США планировался масштабный импорт СПГ (80–180 млрд куб. м в год к 2025 г.). Снижение прогноза до 10–15 млрд куб. м в год в 2011 г. — свидетельство взрывного роста объемов добычи газа из нетрадиционных источников.

Избыток газа и низкие цены на него, казалось бы, должны стимулировать рост потребления в Соединенных Штатах. Однако стремительное развитие альтернативной энергетики и реализация политик декарбонизации существенно сужают сферу его применения. Избыток газа находит сбыт на экспортных рынках. Увеличены поставки трубопроводного газа в Мексику, которая испытывает дефицит этого энергоресурса, а в 2016 г. начался экспорт СПГ в страны Европы, Азии и Латинской Америки.

Спрос на природный газ в странах СНГ характеризуется незначительным, но стабильным повышением — в среднем на 1,4%, год к году за 15 лет. Экстремумы кривой спроса лежат в пределах от 500 до 580 млрд куб. м в год.

В странах Евросоюза долгое время отмечалась нулевая динамика спроса в пределах 510–530 млрд куб. м. После существенного провала, вызванного экономическим кризисом в 2009 г. (до 487,5 млрд куб. м) и посткризисного отско-

ка вверх, зафиксированного в 2010 г. (до 525 млрд куб. м), в потреблении газа сформировался устойчивый понижательный тренд (– 0,74% ежегодно), который достиг своего локального минимума в 2014 г. (405,8 млрд куб. м). К 2018 г. объем потребления вырос до 463,4 млрд куб. м, что соответствует показателям 2000 г. Эта тенденция — во многом есть результат долгосрочной стратегии ЕС по сокращению потребления углеводородов и увеличению использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Обобщая все выводы, сделанные при анализе основных мировых рынков газа, можно утверждать, что баланс рыночных сил изменился за счет выхода новых игроков, в том числе, производителей сланцевого газа, расширения географии потоков и инструментов торговли.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИННОВАЦИИ — ПЕРЕСМОТР КОНЦЕПТА ИСЧЕРПАЕМОСТИ РЕСУРСА

С самого своего зарождения газовая отрасль является одной из наиболее технологически емких отраслей производства. Она создавала спрос на инновации, являлась доминирующим полигоном их испытания и внедрения в практику. Хотя инновационные процессы в мировой газовой промышленности приобрели перманентный характер, можно выделить несколько прорывных технологий, которые, помимо того, что революционным образом трансформируют структуру отрасли и характер функционирования газовых рынков, они изменяют саму парадигму исчерпаемости газа как природного ресурса. Главными результатами этих «технологических революций» становятся постепенная утрата газом своей товарной исключительности — он становится «просто одним из товаров», — мировым «коммодити», превращение газа из истощаемого ресурса в промышленное изделие, а также изменение парадигмы извлечения ренты. Добыча сланцевых углеводородов, отмечает А. Конопляник, — это извлечение, в первую очередь не ресурсной (за счет «эффекта масштаба»), а технологической (за счет постоянного внедрения технических усовершенствований) ренты¹²⁹.

На этом пути превращений можно выделить четыре технологических прорыва последнего полувека, которые, будучи революционными по своему значению, привели, или, по нашему мнению, еще приведут в недалеком будущем к глубокой трансформации газовой отрасли, перекроют схему мировых газотранспортных потоков и принципы функционирования международных рынков природного газа. К числу этих инноваций мы относим:

- изобретение и коммерческое применение **технологий СПГ**, обусловившие формирование параллельного трубопроводному сегмента

¹²⁹ Конопляник А. А., «Цены на нефть: четыре фактора неопределенности», информационный ресурс РБК, 18.07.2016 // <http://www.rbc.ru/opinions/economics/18/07/2016/578cc8bf9a79470d56aca750?from=newsfeed>

рынка и изменившего парадигму безопасности поставок газа; универсализации регуляторных правил и практик, включая ценообразование; вовлечение в мировой газовый баланс новых ресурсов, которые ранее считались технически и коммерчески недоступными; расширение состава субъектов международной торговли газом. Рост объемов торговли СПГ способствовал коммодитизации газа, т. е. его превращению в товар мировой биржевой торговли, положил начало унификации механизмов ценообразования на газ и ценовой конвергенции в мировом масштабе.

- комбинацию технологий (гидро разрыва пласта, 3-Д сейсмики и наклонного бурения), которые обусловили разработку сланцевого газа. **Сланцевая революция** изменила структуру газодобычи не только в США, но и привела к глубоким трансформациям мировых рынков газа, прежде всего, направлений мировой торговли и динамики цен. Теперь цена Henry Hub вполне реально может стать нижним пределом мировой цены, а США превратиться в нового свинг-производителя (замыкающего поставщика) на мировых рынках газа, объемами своей добычи корректирующего рыночные дисбалансы во всем мире.
- технологии разработки **газогидратов**, к которым вслед за «сланцевой революцией» возрос интерес. Пока разработка газогидратов находится на опытной стадии (в Японии и Китае), но ее будущая коммерциализация открывает дорогу к энергетической независимости не только отдельных стран, но и целых регионов. А это кардинально сдвигает границы ресурсной обеспеченности и меняет геополитическую ситуацию в мире.
- преобразование **электроэнергии в газ** (синтетический метан) Power to gas — инновация, открывающая новые горизонты в использовании газа. Она состоит из двух стадий. Сначала используют электролиз: под действием постоянного электрического тока вода разлагается на кислород и водород. После этого водород смешивается с диоксидом углерода. И с помощью специального процесса смесь в присутствии катализатора конвертируется в синтетический метан. Полученный газ соответствует стандартам природного газа, может закачиваться в газовую трубу и транспортироваться непосредственно к потребителю по действующей газопроводной инфраструктуре. Сегодня данная технология из экспериментальной стадии переходит в опытное применение. Ее коммерческое использование изменит парадигму производства газа, которое перестанет быть добычей минерального ресурса, а превратится в продукцию промышленного производства.

Технологический фактор оказался одним из самых сильных по степени влияния, как на предложение газа, так и на его спрос. Количество инноваций, что копилось годами, перешло в новое качество.

В научной литературе отсутствует единая точка зрения о влиянии экономического роста на динамику истощения ограниченных природных ресурсов. Традиционно доминировала точка зрения, согласно которой экономический рост неизбежно приведет к истощению ресурсов и деградации окружающей среды. Сегодня все большее число авторов утверждает, что экономический рост и, главное, сопутствующий ему технологический прогресс, обеспечит эффективное, с точки зрения общественного блага, управление ископаемыми природными ресурсами.

СТРУКТУРНЫЕ ТРАНСФОРМАЦИИ ГАЗОВЫХ РЫНКОВ И РЕГУЛЯТОРНЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ

Структурные трансформации газовых рынков, происходящие в результате процессов либерализации в сочетании с замедлением динамики роста спроса на газ при росте его предложения создали ко второй половине 2010–х гг. предпосылки для превращения «рынка продавца» — в «рынок покупателя». Связь между поставщиком и потребителем утрачивает свою жесткость. Повышается доступность газа как товара: в результате создания новых газопроводов и инфраструктуры СПГ газ может транспортироваться в районы агрегации конкурентного спроса фактически в любом районе мира. Цены все больше реагируют на рыночные сигналы, исходящие от крупнейших центров организованной торговли (хабов), а продавец становится ценопринимавшей стороной.

В период возникновения газовых рынков¹³⁰, когда во главу угла ставились задачи освоения газовых ресурсов, создания газотранспортной инфраструктуры, увеличения доли газа в национальных энергетических балансах проблема рынков продавца/покупателя не была такой актуальной. Финансовые и объемные риски в целом равномерно распределялись между производителями и потребителями. Рыночная сила каждого балансировалась специфичными для той эпохи контрактами — «на истощение», позднее — долгосрочными контрактами с жесткими финансовыми обязательствами «бери-или-плати» и устойчивыми ценовыми формулами. В этот период индексация газовых цен по нефти была экономически оправдана, поскольку новые потребители газа сохраняли привычную экспозицию и баланс издержек с теми своими конкурентами, кто продолжал работать на старом топливе, а цена выглядела вполне справедливой, т. к. устанавливалась по эквивалентной энергетической ценности альтернативного для покупателя источника — нефтепродуктов. К тому же цена на нефть

¹³⁰ 4-х этапная модель эволюции газовых рынков предусматривает следующие этапы: «Возникновение», «Развитие», «Рост» и «Конкуренция» (подробнее — Лейрд, Э. Регулирование газового рынка и опыт Великобритании. Тез. докл. семинар ВР и Минэкономразвития РФ в ЦСР. 23–24.07. 2002 г. [Электронный ресурс] Газфорум — Режим доступа: http://www.gasforum.ru/analit/bp_02.shtml. — (Дата обращения: 22.07.2019). MacAvoy, P. The natural gas market: sixty years of regulation and deregulation / P. MacAvoy, Yale University Press. — 2000. — 29 с. и др.)

оставалась в узком диапазоне 5–6 долл./барр. в течение нескольких десятилетий вплоть до кризиса 1973 г.

На последующих эволюционных этапах «Рост» и «Развитие» спрос на газ резко вырос под влиянием нефтяного шока 1970-х годов и огромного потенциала нефтезамещения. Существовавшие на тот период ограниченная ресурсная база по газу и недостаточная мощность газотранспортной инфраструктуры не позволяли краткосрочно удовлетворить растущий спрос. Это обусловило формирование рынка продавца. Покупатель становился ценопринимавшей стороной, он был вынужден соглашаться на любую цену, которая не выходила за пределы его платежеспособности. Функция регулирования спроса фактически перешла в руки продавцов, — они определяли объемы поставки газа на рынок, руководствуясь целями максимизации собственной прибыли. Продавцы особенно настойчиво придерживались нефтяной индексации, цены на нефть с 1973 г. до 1985 г. оставались на своих максимальных в XX столетии уровнях¹³¹.

В дальнейшем, — на этапе «Конкуренция», на котором в настоящее время находятся рынки США, Канады и Северо-Западной Европы, происходит дальнейшая диверсификация услуг, связанных с поставкой газа и раздельное взимание платы за каждую из них¹³². Осуществляется резкое расширение субъектного состава участников газовых отношений, что также снижает рыночную власть продавцов. Теперь наступает их очередь становиться ценопринимавшей стороной, а рынок приобретает черты рынка покупателя.

Рыночные реформы, направленные на «расширение прав потребителя», разукрупнение вертикально — интегрированных монополий и увеличение числа участников рынка в настоящее время предложены или осуществляются с разной динамикой и степенью успеха, главным образом, в импортозависимых странах и регионах.

В отличие от нефтяного рынка, а также рынков большинства других товаров газовый рынок не является саморегулирующейся системой, он испытывает выраженное **вмешательство со стороны национальных и наднациональных регулирующих органов**. Задачи по увеличению экономического роста и улучшению качества жизни вызвали в большинстве стран мира необходимость выработки новых подходов в этой сфере. Регуляторные компетенции меняют свое содержание и концентрацию. Если традиционно регулирование преследовало цели «исправления несовершенства рынка», поддержания социальной стабильности и соблюдения баланса интересов между покупателями и продавца-

¹³¹ В 1971–1985 гг. действовали «справочные» цены на нефть, которые олигопольно устанавливались странами ОПЕК изначально в долгосрочных, а затем в спотовых контрактах. В 1986 г. в мировой торговле нефти был осуществлен переход на биржевую ценовую индикацию.

¹³² Возникает широкий спектр системных услуг по балансировке поставок, осуществлению своповых операций, конверсии энергонасыщенности, хранению газа в трубопроводной системе и т. п.

ми, то сегодня в регуляторной повестке все большее место занимает проблема обеспечения энергетической безопасности, одинаково важная, как для поставщиков, так и для потребителей.

Если раньше регуляторные компетенции принадлежали исключительно национальным органам власти, то сегодня они все больше смещаются к наднациональным органам и институтам. При заключении международных сделок с природным газом, стороны сегодня в большей мере руководствуются наднациональным правом, кодифицированным на уровне интеграционного объединения. Это касается участников, в том числе, находящихся вне периметра Значение двусторонних договоров, заключаемых в формате «двусторонней монополии» неуклонно снижается.

Можно четко выделить два вида государственного вмешательства на национальном уровне: через регулирование и через бизнес.

Если в Европе и Северной Америке вмешательство государства в функционирование газовых рынков осуществляется через регулирование, предполагающее выход государства из производственных активов и государственное воздействие преимущественно на неподчиненные хозяйствующие субъекты, используя, как правило, экономические рычаги и средства. Принципиально, что государство регулирует отношения по подводу не принадлежащего ему имущества (актива), а доктринальным обоснованием тому служит необходимость защиты общественных интересов.

В Азии, на Ближнем Востоке и на пространстве СНГ государство, напротив, является участником газового бизнеса. Оно осуществляет управление национальными компаниями напрямую, либо долями участия в них, несет ответственность за результаты. В данном случае речь идет о государственном управлении, т. е. воздействии на находящиеся в его подчинении субъекты и распоряжаясь в полной мере принадлежащим ему на праве собственности имуществом (активом).

За прошедшие десятилетия в странах, где состоялись дерегулирование и либерализация газовых рынков, роль государства существенно изменилась: произошел сдвиг от государственного управления — к государственному регулированию. Hayes и Victor¹³³ выделяют «старый мир» газовой торговли, который соответствует экономике, где доминирует государство, и «новый мир», в котором государство обеспечивает только функционирование рыночных институтов, в рамках которых частные фирмы выступают инвесторами и несут все соответствующие риски. Однако выход государств из газового бизнеса, в первую очередь, из газовой торговли вследствие политических и геополитических причин оказывается замедленным. Это характерно даже для рынков газа, отличающихся достаточно высоким уровнем экономической свободы. Несмотря на то,

¹³³ Hayes, M.; Victor, D. "Politics, markets and the shift to gas: insights from the seven historical case studies". In: *Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040*, p. 321, Eds.; Cambridge University Press, 2006, pp.319–356.

что, частные фирмы здесь являются ключевыми игроками, государства продолжают сохранять контроль над доступом к ресурсам, инвестициям, отдельными видами деятельности, включая лицензирование экспорта и т. п. Объявление экономического эмбарго, присоединение к международным санкциям также сохраняются в инструментарии внешней политики государств, и продолжают активно использоваться на практике. Таким образом, развитие мировых рынков газа остается под воздействием факторов политики, которые исключают или сужают базу экономической обоснованности при принятии решений относительно очередности финансирования, разработки и ввода в эксплуатацию новых газовых месторождений, направлений строительства газопроводов и организации мировой газовой торговли.

ГЕОПОЛИТИКА, ЭКОНОМИКА И ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ

Реализуемость крупных газовых проектов, имеющих международную проекцию, определяется не столько экономическими параметрами, сколько геополитикой. При этом решение отдельно взятой страны относительно использования (или неиспользования) газовых ресурсов может коренным образом переформатировать весь мировой рынок газа. Последние события показали, что при возникновении геополитической напряжённости даже небольшой дисбаланс спроса и предложения способен дестабилизировать энергетические рынки и привести к непредсказуемому поведению цен, началу ценовых войн в борьбе за потребителя, перераспределению инвестиций¹³⁴.

Традиционно геополитическая повестка включала, главным образом, проблематику трубопроводной торговли газом. Стационарность и капиталоемкость трубопроводной инфраструктуры, физическая привязка партнеров и долгосрочность режима поставки обуславливают риски одностороннего изменения условий поставки, в результате которых могут возникнуть политические или экономические трения.

Так, из-за гражданской войны в Сирии было приостановлено проектирование сирийского участка Арабского газопровода (AGP), по которому газ из Египта, Ирака и Ирана мог бы транспортироваться в Турцию и дальше в направлении Европы.

Конфликт на Востоке Украины и политические разногласия между Россией и Евросоюзом, вытекающие из украинского кризиса, могут коренным образом переформатировать схему газовых потоков между Россией и Европой. Прокладка новых морских газопроводов в Европу через Балтийское и Черной моря, помимо исключения Украины из числа транзитных стран, потребует изменения схемы европейских газовых потоков.

¹³⁴ Макаров А. А., Григорьев Л. М., Митрова Т. А. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России, Аналитический центр при Правительстве РФ, Москва, 2015, с. 401.

Экономические санкции в отношении Ирана фактически исключили эту страну, обладающую (по версии ВР) крупнейшими в мире доказанными газовыми запасами, из мировой торговли газом и проектной деятельности в отрасли.

СПГ, благодаря большей гибкости поставки и меньшей подверженности транзитным рискам, всегда рассматривался в качестве потенциального инструмента деполитизации газовой торговли. Именно поэтому многие страны-импортеры делали ставку на развитие сегмента СПГ, несмотря на то, трубопроводные поставки могли быть более доступны, как по источникам, так и по цене. Однако с выходом на международный рынок сланцевого газа геополитическая повестка расширилась за счет новой линии противостояния, проходящей между трубопроводным и сжиженным природным газом, произведенным в США.

Небывало мощную политическую поддержку оказывает правительство США экспортерам сланцевого газа, захватывающим доли остающихся наиболее емкими по объемам спроса рынков Европы и Азии. Официальный Вашингтон оказывает беспрецедентное давление на правительства и корпорации европейских стран с целью их принуждения к отказу от расширения закупок российского газа и строительства новой трубопроводной инфраструктуры его доставки. Проблематика СПГ также является одним из аспектов принявшей затяжной характер «тарифной войны» между США и Китаем, который в последние годы стал ключевой движущей силой роста мирового рынка СПГ.

Китай в ответ на давление со стороны США ввел ограничительные пошлины на импорт американского СПГ, в результате которых с 4-го квартала 2018 г. его поставки были фактически прекращены. Несмотря на это американский газ продолжает поступать на китайский рынок через схемы встречных поставок (свопы) с поставщиками СПГ из других стран, которые не подвергаются обложению новыми пошлинами.

Не вполне понятно, насколько геополитическое противостояние подрывает сотрудничество в газовой сфере между США и КНР. Практика зачастую дает нам примеры, когда фактор геополитики фактически не срабатывает, а обострение политических отношений в условиях чрезвычайно высокой взаимной зависимости вовлеченных сторон сглаживается геоэкономическими соображениями. Экономическое взаимодействие в газовой сфере и торговля создают сильные позитивные связи взаимозависимости, которые удерживают стороны от дальнейшей эскалации политического конфликта.

Colombo и другие¹³⁵ ввели специальный термин «взаимное углеводородное разрушение», которое грозит странам, если они распространят свой конфликт на сотрудничество в сфере нефти и газа. Ведь не случайно высочайшая взаимная зависимость Европы от российского газа и России от европейского рынка его сбыта, на фоне эскалации напряженности политических отношений удерживают стороны от включения газа в орбиту взаимных санкций. Совсем не случайно газовый

¹³⁵ Colombo E., El Harrak M., Sartori N., "The Future of Natural Gas Markets and Geopolitics", *Lenthe/European Energy Review*, 2016, 239 p. // http://www.iai.it/sites/default/files/iai-ocp_gas.pdf

сектор был исключен из европейских санкций в отношении РФ, а Россия не отказывается Украине в поставках газа и продолжает транзит в ЕС через ее территорию. Поэтому можно предположить, что весьма высокие издержки «взаимного углеводородного разрушения» удержат США и Китай от разрыва газовых отношений.

Однако следует иметь в виду, что не только геополитика формирует траекторию развития газовых рынков, но и сама эта траектория влияет на геополитику. Jaffe и Soligo¹³⁶ подробно исследуют факторы политического влияния на развитие мировых рынков углеводородов, включая наиболее экстремальный из них — использование военной силы и приходят к аналогичному выводу: «геополитика, а не геология продолжает оставаться главным вызовом для будущего мирового рынка углеводородов». Глобализация и регионализация мировых рынков газа вызвали необходимость международной координации хозяйственной деятельности субъектов мировых рынков.

Даже относительно небольшие объемы сланцевого газа, которые пришли в Европу и Азию, опустили там цены на газ до минимальных значений за все годы наблюдений. Так цены Day Ahead на голландском хабе TTF в 2019 г. неуклонно снижались: с 270 долл. в январе до 120 долл./тыс. куб. м в июне — августе. А несколько дней в начале сентября 2019 г. цена была ниже 100 долл./тыс. куб. м.¹³⁷ Аналогичная динамика была характерна и для других европейских хабов. В Азии расчетный индекс Platts для спотового СПГ в Японии и Южной Корее также снижался весь год: с 300 долл. в январе до 160 долл./тыс. куб. м в начале сентября 2019 г. Понятно, что на снижение цены повлияли и некоторые другие факторы: снижение спроса, запуск в Японии атомных электростанций, эмбарго Китая на экспорт американского СПГ и т. д. Однако роль сланцевого газа в этом снижении достаточно велика.

Надо отметить, что биржевые котировки все больше служат индикаторами цен внебиржевого рынка. Они отражают, в первую очередь, ожидания участников рынка, а не реально складывающийся материальный баланс ресурса. Цены на газ аналогичным образом «проваливались» в 2016 г., когда США начали поставки СПГ на экспорт.

Полномасштабная реализация экспортного потенциала США сдерживается ограничениями газотранспортной инфраструктуры, связывающей сланцевые бассейны с заводами по сжижению, а также ограничениями по мощности заводов по сжижению и танкерного флота. Нехватка газопроводных мощностей уже вызывала падение цены на газ в зонах его добычи до отрицательных величин. Однако ожидается, что инфраструктурные проблемы будут в целом разрешены уже в 2020–2021 гг., что приведет к дальнейшему увеличению экспорта американского газа и дальнейшему ужесточению конкуренции.

¹³⁶ Jaffe A-M, Soligo R. “Militarization of Energy — Geopolitical Threats to the Global Energy System”, Baker Institute for public policy, 2008. — 73p. // <http://www.amymyers-jaffe.com/content/pdf/IEEJMilitarization.pdf>

¹³⁷ Данные Powernext [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.powernext.com/spot-market-data>. — (Дата обращения: 6.09.2019).

Глава 13. Европейский рынок газа в эпоху энергоперехода¹³⁸

Е. С. Орлова

Во втором десятилетии XXI века американские нефтегазовые компании совершили впечатляющий рывок. Добыча сланцевого газа в США начала планомерно увеличиваться со среднемесячного объема 2,7 млрд куб. м в 2005 г. до 6,4 млрд куб. м в 2008 г. (Рис. 13.1). Первый пик годового темпа роста добычи сланцевого газа пришелся на 2008 г., когда рост составил 42%. Затем последовал второй пик — в 2010 г., когда среднемесячная добыча составила уже 13 млрд куб. м, увеличившись на 48% в годовом выражении. Далее добыча планомерно увеличивалась, и по состоянию на август 2019 г. составила 60,1 млрд куб. м.

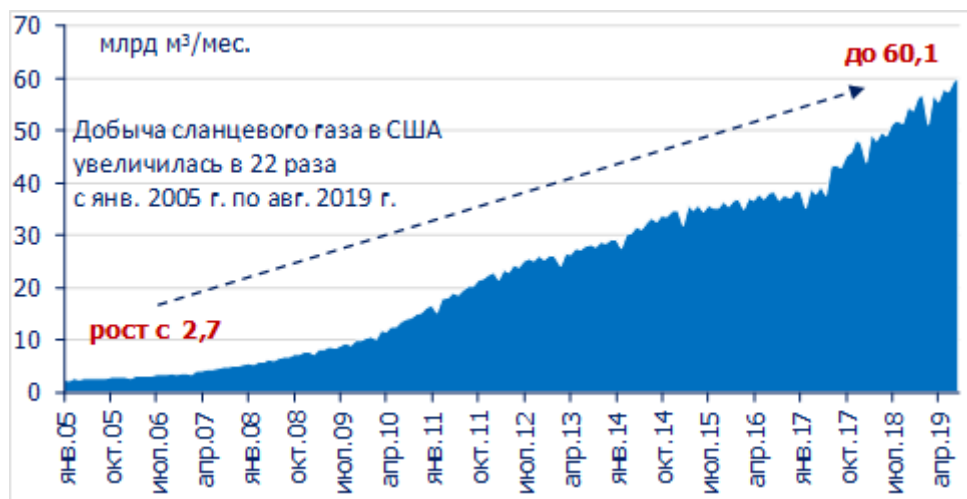


Рисунок 13.1. Рост добычи сланцевого газа в США

Источник: на основе данных Energy Information Administration

ПЕРЕОРИЕНТАЦИЯ ПОСТАВОК СПГ

Столь стремительный рост добычи сланцевого газа в США закономерно привел к уменьшению импортных поставок объемов газа по трубопроводам и в сжиженном виде (СПГ). Импорт газа начал неуклонно снижаться в 2008–2015 гг.— на 41%, достигнув значения в 77 млрд куб. м в 2015 г. (Рис. 13.2).

¹³⁸ Исследование осуществляется при финансовой поддержке РФФИ в рамках проекта «Влияние новых технологий на глобальную конкуренцию на рынках сырьевых материалов», проект № 19-010-00782.

Поставки газа по трубопроводам продемонстрировали снижение на 31,5% — до 74,4 млрд куб. м в 2015 г. преимущественно из Канады, импорт в виде СПГ упал на 86% — до 2,6 млрд куб. м в 2015 г. Стоит отметить, что в 2018 г. поставки газа по трубопроводам немного восстановились, СПГ — нет.

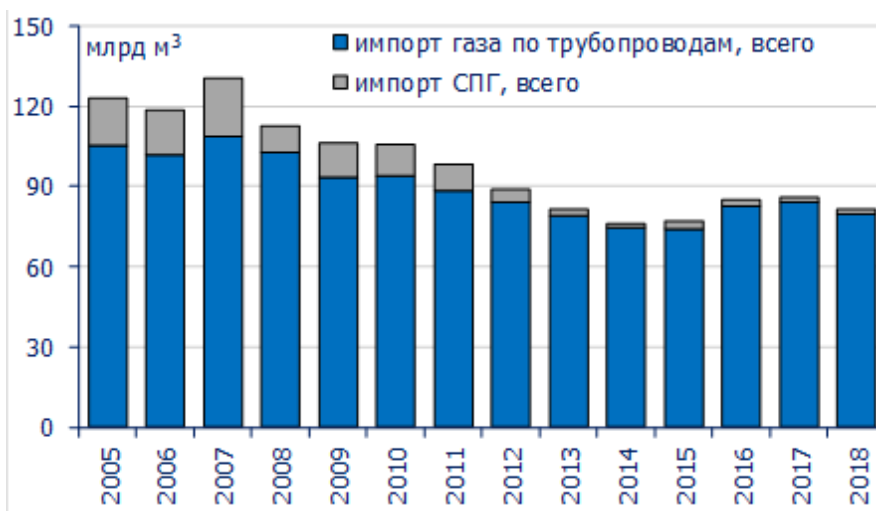


Рисунок 13.2. Импорта газа США

Источник: на основе данных Energy Information Administration

Основное снижение поставок СПГ пришлось на крупнейшего производителя СПГ в Карибском бассейне — Тринидад и Тобаго, но самое главное, были полностью разрушены планы крупнейшего производителя СПГ в мире — Катар (в 2018 г. на страну пришлось 24,3% — 104,8 млрд куб. м мировых экспортных поставок СПГ). Катарские производители СПГ планировали наращивать свою долю СПГ на американском рынке. Катар увеличил поставки в США с 2005 г. по 2011 г. в 26 раз — с 0,1 млрд куб. м в 2005 г. до 2,6 млрд куб. м в 2011 г. Затем началось неуклонное снижение и полное прекращение поставок. Катарские танкеры с СПГ, которые изначально предназначались для США, оказавшись там ненужными из-за избытка собственного сланцевого газа были перенаправлены в Европейский союз (ЕС).

Крупнейшие потребители катарского СПГ, среди которых Великобритания, Бельгия, Испания, Италия и Франция начали увеличивать свои закупки этого энергоносителя. В 2008 г., когда произошел первый пик роста добычи сланцевого газа в США, у Катара были очень скромные объемы (менее 10 млрд куб. м) поставок СПГ в европейские страны (Рис. 13.3).

Когда подошло время к очередному пику роста добычи сланцевого газа в 2010 г., катарские СПГ-танкеры (метановозы) были уже перенаправлены

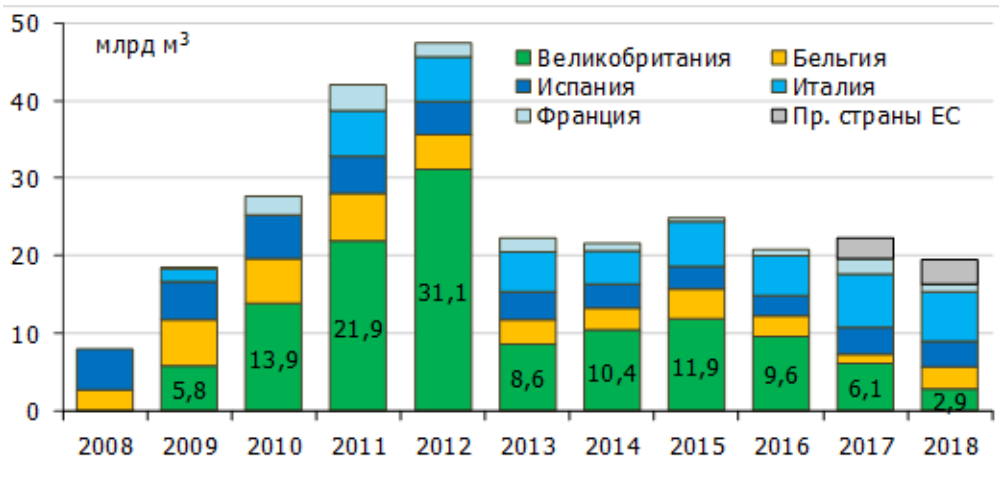


Рисунок 13.3. Поставки катарского СПГ в страны ЕС

Источник: по данным BP Statistical Review of World Energy

в ЕС. Объемы продаж СПГ катарскими производителями в эти европейские страны в 2010 г. составили уже 27,7 млрд куб. м, в 2012 г. — 47,5 млрд куб. м. В 2008–2012 гг. они увеличились в 5 раз.

В 2013 г. ситуация изменилась. Катарские производители СПГ перенаправили свои супертанкеры дальше — в Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР). Определяющим фактором уменьшения продаж катарского СПГ на европейских рынках газа, начиная с 2013 г., стала цена СПГ. В течение 2013–2014 гг. (а также ранее) азиатские рынки газа имели статус «премиальных». Более того, затраты на транспортировку катарских производителей СПГ при поставках на азиатские и европейские газовые рынки примерно равны, это давало им возможность разворачивать свои СПГ-танкеры в нужных направлениях.

До 2014 г. цены СПГ в АТР удерживались на уровне 16–19 долл./МБТЕ (560–670 долл./тыс. куб. м), в то время как в ЕС он стоил 9–10 долл./МБТЕ (315–350 долл./тыс. куб. м) (Рис. 13.4). В конце 2014 г. цена СПГ в Азии начала снижаться из-за сокращения спроса в регионе, рынки газа АТР насытились, подземные хранилища были наполнены до максимальных уровней. До 2014 г. (включительно) разница между ценой СПГ в азиатском и европейском регионах составляла 7–9 долл./МБТЕ (245–315 долл./тыс. куб. м), начиная с 2015 г. разница между ценами начала сужаться — до 0–4 долл./МБТЕ (0–125 долл./тыс. куб. м). После 2015 г. и по состоянию на август 2019 г. произошло существенное сокращение уровня цен — до 5 долл./МБТЕ (175,5 долл./тыс. куб. м) — и ценовой премии на рынках АТР в сравнении с ценами на СПГ на рынках ЕС (цены стали близкими). Следовательно, появилась экономическая целесообразность перенаправления в ЕС части грузов, поставлявшихся в АТР на «гибких» условиях.

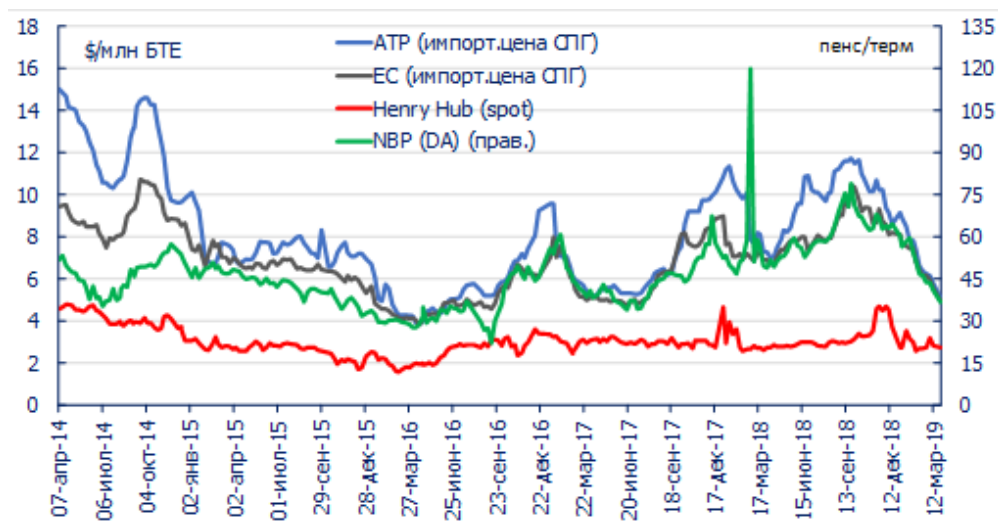


Рисунок 13.4. Динамика импортных цен на СПГ в ЕС и АТР и спотовых на Henry Hub и NBP (Великобритания)

Источник: на основе данных Thomson Reuters

Подразумевалось, что законтрактованные объёмы катарского газа, перенаправленные с рынка США в ЕС, а также снижения ценовой премии на рынках газа АТР должны были дать мощный толчок к использованию простаивающих мощностей терминалов по приему СПГ в ЕС и наращиванию конкуренции с традиционным трубопроводным газом. Стоит отметить, что с 2008 г. были заключены семь новых долгосрочных контрактов (плюс к шести действующим) на поставку СПГ между Катаром и ЕС (Табл. 13.1), достигнув общего объема более 20 млрд куб. м.

Таблица 13.1. Долгосрочные контракты на поставку СПГ между катарскими и европейскими компаниями

Катарские компании — экспортеры	Европейские компании — импортеры	Срок контракта, гг.	Объем поставок, млрд куб. м в год
RasGas	EDF	2017–2022	2
Qatargas	PGNiG	2014–2034	1
Qatargas	E.ON	2014–2018	1,5
Qatargas	Centrica	2014–2018	3
RasGas	E.ON	2014–2017	0,5
Qatargas	Total	2009–2034	1,85
Qatargas	Total	2009–2034	1,5
RasGas	ENI Gas & Power	2007–2027	2,05

Продолжение табл. 13.1

Катарские компании — экспортеры	Европейские компании — импортеры	Срок контракта, гг.	Объем поставок, млрд куб. м в год
RasGas	Edison	2007–2030	4,6
Qatargas	Gas Natural	2006–2025	0,75
Qatargas	Gas Natural	2005–2025	0,75
RasGas	Endesa	2005–2025	0,8
RasGas	ENI Gas & Power	2004–2022	0,75

Источник: на основе данных Bloomberg

Значительных изменений на европейских рынках газа, связанных с поставками СПГ, не произошло. В 2013–2015 гг. Катар нарастил свои объемы на европейском рынке лишь до 22–25 млрд куб. м, что почти в 2 раза меньше показателя 2012 г. В 2019 г. продажи снизились до 19,5 млрд куб. м. Алжир, будучи крупнейшим игроком, в 2013–2015 гг. поставлял в среднем 40 млрд куб. м, в 2019 г. продемонстрировал увеличение до 48,5 млрд куб. м. Этого оказалось недостаточно для заполнения действующих мощностей по приему СПГ в ЕС.

АМЕРИКАНСКИЙ СПГ В ЕВРОПЕ

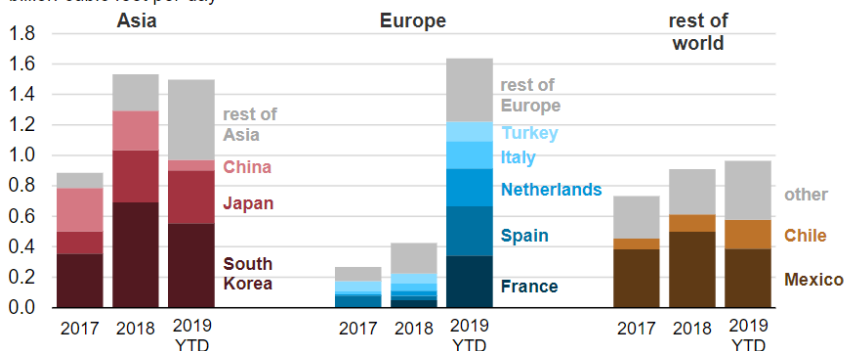
Американский СПГ после ввода в эксплуатацию компанией Cheniere Energy первого в континентальных штатах завода по производству СПГ Sabine Pass в Мексиканском заливе (февраль 2016 г.), обещая «залить» ЕС своим СПГ, достиг европейского рынка, но в очень скромных объемах — три груза общим объемом 440 тыс. куб. м. Стоит отметить, что первые два груза США поставили в Португалию и Испанию. Эти страны, во-первых, имеют долгосрочные контракты на поставку трубопроводного газа только с алжирской компанией Sonatrach (Испания), во-вторых, насыщенность их газопроводной системы очень низкая, что делает СПГ в этих странах более привлекательным энергоносителем.

Ситуация начала постепенно меняться по мере сокращения ценовой премии на рынках АТР и ЕС, а также ввода новых заводов по производству СПГ в США. Поставки американского СПГ в страны ЕС в 2018 г. увеличились до 3,6 млрд куб. м, прогноз на 2019 г. — дальнейший рост (Рис. 13.5).

Рост и высокий потенциал поставок американского СПГ на европейский рынок стал одним из ключевых факторов отказа от продления долгосрочных контрактов с Россией европейскими компаниями. Польская PGNiG, долгосрочный контракт которой действует на период 2012–2022 гг., сообщила, что намерена отказаться от закупок российского газа. В стране располагается терминал по приему СПГ в Свиноуйсьце, который принадлежит Polskie LNG S. A. Мощность терминала (5 млрд куб. м в год, к 2020 г. она будет увеличена до 7,5 млрд куб. м в год)

U.S. exports of liquefied natural gas (Jan 2017-May 2019)

billion cubic feet per day



Примечание: billion cubic feet per day —

млрд куб. футов в сутки

Asia — Азия

Europe — Европа

Rest of world — пр. страны мира

China — Китай

Japan — Япония

South Korea — Южная Корея

Turkey — Турция

Italy — Италия

Netherlands — Нидерланды

Spain — Испания

France — Франция

Chile — Чили

Mexico — Мексика

*Рисунок 13.5. Поставки СПГ из США по регионам,
январь 2017 — май 2019 г., млрд куб. футов в сутки*

Источник: Energy Information Administration

покрывает почти треть потребляемого объема газа в стране. В ноябре 2017 г. было подписано соглашение между PGNiG и британской Centrica LNG, в рамках которого польская компания начала тестовые закупки американского СПГ.

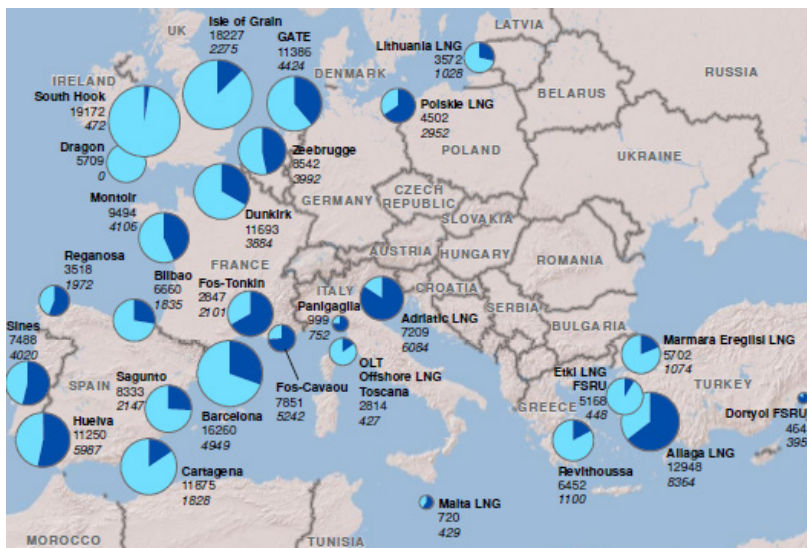
В соответствии с подписанными контрактами Польша в течение 24 лет будет закупать у американской компании Cheniere сначала около 0,7 млрд куб. м в год (0,52 млн т СПГ в год) (до 2022 г.), а после — по 2 млрд куб. м в год (1,45 млн т в год) и 2,7 млрд куб. м в год (2 млн т в год) у Venture Global LNG в течение 20 лет. Итого 5,4 млрд куб. м в год американского газа будет достаточно для покрытия 30% потребностей Польши в газе.

Стоит также учесть, что по состоянию на 2018 г. на территории ЕС уже действует 24 терминала по приему СПГ с регазификационной мощностью 209,3 млрд куб. м в год. Преимущественно мощности забронированы на долгосрочной основе, неиспользуемые объемы могут / должны быть реализованы на вторичном рынке. Однако в настоящее время они просто простаивают. В перспективе ожидается, что мощности могут быть увеличены до 316,3 млрд куб. м. В 2017 г. загрузка мощностей находилась на уровне 34%. Объем поставок СПГ в страны ЕС составили 72,1 млрд куб. м. Объем невостребованных мощностей — 137 млрд куб. м в год.

В Северо-Западной Европе объем регазификационных мощностей 9 терминалов по приему СПГ составляет 103,4 млрд куб. м в год. В 2017 г. их загрузка находилась на уровне 40% или 40,6 млрд куб. м. Планируется увеличение мощностей с текущего уровня до 156,7 млрд куб. м, т. е. на 51,5% за счет расширения приемных возможностей действующих терминалов (на 23,3 млрд куб. м к 2020 г.) и строительства новых инфраструктурных объектов по приему СПГ в Германии, Великобритании и Ирландии (на 30 млрд куб. м в среднесрочной перспективе) (Табл. 13.1, Рис. 13.6).

В Южной Европе мощности увеличатся на 30,6% — с текущих 96,9 млрд куб. м в год (13 терминалов) до 126,6 млрд куб. м в среднесрочной перспективе за счет увеличения мощностей действующих терминалов и строительства объектов по приему СПГ в Испании, Италии, Греции и на Кипре (на 29,7 млрд куб. м). В 2017 г. загрузка активных мощностей в этом европейском регионе составила порядка 30% или 29 млрд куб. м (Рис. 13.6).

В Восточной Европе ожидается самый большой прирост (в четырехкратном размере) регазификационных мощностей: с 9 млрд куб. м в год (2 терминала) в настоящее время до 33 млрд куб. м в среднесрочной перспективе. В Польше мощность терминала будет увеличена (до 7,5 млрд куб. м), и самое главное — будут построены новые объекты по приему СПГ в Хорватии, Эстонии, Латвии и Румынии (на 21,5 млрд куб. м). В 2017 г. загрузка здесь не превысила 30% (точнее — 28%) или 2,5 млрд куб. м (Рис. 13.6).





 использование мощности терминала по приему СПГ страны ЕС
 общая мощность терминала по приему СПГ страны ЕС

Рисунок 13.6. География размещения терминалов по приему СПГ и их загрузка в странах ЕС, 2017 г.

Источник: Wood Mackenzie's Europe Energy Service

Таблица 13.2. Действующие мощности по приему СПГ в ЕС, планы по их увеличению и строительству дополнительных приемных мощностей, 2018 г.

Страна	Терминал по приему СПГ	Статус терминалов по приему СПГ	Текущие мощности, млрд куб. м / ввод в эксплуатацию, г.	Мощности после расширения, млрд куб. м / ввод в эксплуатацию, г.	Максимальный объем судна, куб. м (факт / план, г.)	Мощности по хранению, куб. м (факт / план, г.)
Великобритания	Grain (Isle of Grain)	Факт*	19,5 / 2005	27,5 / 2020	265 000	1 000 000
	Dragon		7,6 / 2009	—	217 000	320 000
	South Hook		21 / 2009	—	250 000	775 000
Бельгия	Zeebrugge	Факт*	9	12 / 2019	260 000	380 000 / 560 000 (2019)
Нидерланды	Gate		12 / 2011	16 / 2018–19	266 000	540 000 / 720 000 (2018–19)
Франция	Fos Tonkin		3 / 1972	—	7 500–75 000	155 000
	Montoir de Bretagne	План**	10 / 1980	—	65 000–267 000	360 000 / 550 000 (2023)
	Fos Cavaou		8,25 / 2010	16,5 / 2020	15 000–267 000	330 000 / 550 000 (2020)
	Dunkerque		13 / 2016	—	15 000–267 000	600 000
Германия	Brunsbüttel	План**	—	5,5 / 2022	—	—
Великобритания	Teesside (FSRU ¹³⁹)		—	18,3 / —	—	—
	Port Meridian (FSRU)		—	— / 2019	170 000–210 000	—
Ирландия	Shannon	План**	—	6,2 / —	—	—
	Cork		—	—	—	—

¹³⁹ Плавучая газификационная установка.

Страна	Терминал по приему СПГ	Статус терминалов по приему СПГ	Текущие мощности, млрд куб. м / ввод в эксплуатацию, г.	Мощности после расширения, млрд куб. м / ввод в эксплуатацию, г.	Максимум судна, куб. м (факт / план, г.)	Мощности по хранению, куб. м (факт / план, г.)
Всего по Северо-Западной Европе			103,4	156,7		
Испания	Barcelona	Факт	17,1 / 1969	—	266 000	840 000
	Huelva		11,8 / 1988	—	173 400	619 500
	Cartagena		11,8 / 1989	—	266 000	619 500
	Bilbao Bahia de Bizkaia		8,8 / 2003	—	270 000	450 000
	Sagunto		8,8 / 2006	—	267 000	600 000
	Mugardos El Ferrol (Galicia)		3,6 / 2007	7,2 / 2023	266 000	300 000 / 500 000 (2023)
	El Musel — Gijon		7 / законсервирован	8,8 / 2021	266 000	300 000 / 600 000 (2021)
Португалия	Sines	Факт	7,6 / 2003	—	40 000–216 000	390 000
Италия	La Spezia (Panigaglia)		3,4 / 1971	8 / 2022	70 000 / 140 000 (2022)	100 000 / 240 000 (2022)
	Isola Di Porto Levante (Rovigo)		8 / 2009	—	152 000	250 000
	OLT Offshore		3,75 / 2013	—	—	135 000
	LNG Toscana (FSRU)		5,2 / 2000	8,25 / 2018–19	135 000 / 260 000 (2018–19)	130 000 / 260 000 (2018–19)
Греция	Revithoussa		— / 2017	—	—	125 000
Мальта	Delimara (FSU ¹⁴⁰)					

¹⁴⁰ Плавающая система для хранения и отгрузки газа.

Продолжение табл. 13.2

Страна	Терминал по приему СПГ	Статус терминалов по приему СПГ	Текущие мощности, млрд куб. м / ввод в эксплуатацию, г.	Мощности после расширения, млрд куб. м / ввод в эксплуатацию, г.	Мах объем судна, куб. м (факт / план, г.)	Мощности по хранению, куб. м (факт / план, г.)
Испания	Las Palmas De Gran Canaria	План	—	1,3 / 2022	—	150 000
	Santa Cruz De Tenerife		—	1,3 / 2021	—	150 000
Porto Empedocle	—		8 / 2021	—	—	
Италия	Gioia Tauro		—	— / 2022	150 000	—
	Falconara Marittima (FSRU)		—	—	—	—
Греция	Alexandroupolis	Факт	—	6,1 / 2020	—	—
Кипр	Vassiliko (FSRU)		—	— / 2019	—	—
Всего по Южной Европе			96,9	126,6		
Литва	Klaipėdos (FSRU)	Факт	4 / 2014	—	160 000	170 000
	Swinoujście		5 / 2016	7,5 / 2020	216 000	320 000 / 480 000 (2020)
Хорватия	Krk Island (FSRU)	План	—	2 / 2019	—	—
	Padalski		—	2,5 / 2020	—	—
Эстония	Muuga (Tallinn)		—	4 / 2019	—	—

Страна	Терминал по приему СПГ	Статус терминалов по приему СПГ	Текущие мощности, млрд куб. м / ввод в эксплуатацию, г.	Мощности после расширения, млрд куб. м / ввод в эксплуатацию, г.	Макс. объем судна, куб. м (факт / план, г.)	Мощности по хранению, куб. м (факт / план, г.)
Латвия	Riga		—	5 / 2019	—	—
Румыния	Constanta LNG		—	8 / 2025	—	—
Всего по Центральной Европе			9	33		
Всего по ЕС			209,3	316,3		

Примечание: * — действующие приемные СПГ-объекты; ** — планируемое строительство СПГ-объектов

Источник: по данным LNG IN EUROPE2018. An Overview of LNG Import Terminals in Europe

Крупнейшими поставщиками СПГ в ЕС являются Катар, Нигерия и Алжир. Поставки СПГ этими странами осуществляются по долгосрочным контрактам. В значительно меньших объемах СПГ в ЕС поступает из Норвегии, Перу, Тринидада и Тобаго, Анголы, Египта, России и из США.

В июле 2018 г. ЕС подтвердил свои намерения о закупках большого объема СПГ из США. Стороны договорились о частичном финансировании в объеме 638 млн евро строительства шести новых (двух терминалов в Испании, по одному — в Хорватии, Греции, Ирландии и на Кипре) и расширения мощностей двух действующих (в Греции и Польше) терминалов по приему СПГ за счет средств ЕС. Предполагается, что в результате уже в ближайшие 2–3 года в ЕС будут созданы дополнительные регазификационные мощности в размере 23 млрд куб. м.

10 октября 2018 г. в США был также представлен на рассмотрение «Акт о европейской энергетической безопасности и диверсификации». Законопроект предполагает выделение 1 млрд долл. в течение 2019–2023 гг. для финансирования европейских энергетических проектов американской стороной, в т. ч. в Восточной Европе.

Таким образом, власти США фактически запустили процесс формирования финансовых механизмов поддержки дополнительного развития европейской инфраструктуры по приему СПГ, в первую очередь, для создания конкурентной среды поставок своего СПГ в ЕС.

ТРАНСФОРМАЦИЯ РЫНКА ГАЗА ЕС

В свете сланцевой революции США и одновременного обновления целевых показателей европейской энергетической политики — имплементации Третьего энергетического пакета ЕС в 2009 г. были запущены драйверы всеобщей трансформации рынков газа европейских стран. Задача перестройки европейского газового рынка была поставлена ранее и реализовывалась поэтапно:

- Первый энергетический пакет, вступивший в силу в газовой сфере в 1998 г., установил «обязательный и/или переговорный обязательный доступ для третьих сторон» к европейской газотранспортной системе, терминалам по приемке сжиженного природного газа (СПГ) и подземным хранилищам газа.
- Второй энергетический пакет, который вступил в силу в 2003 г., отделил рынок товарного газа от рынка мощностей газотранспортной системы ЕС, а также установил только «обязательный доступ для третьих сторон» в качестве единой нормы законодательного регулирования.
- Третий энергетический пакет вступил в силу в 2009 г. и действует в настоящее время. Основная его задача заключается в создании единого рынка газа на территории ЕС, который должен представлять собой совокупность региональных рыночных зон с виртуальными ликвидны-

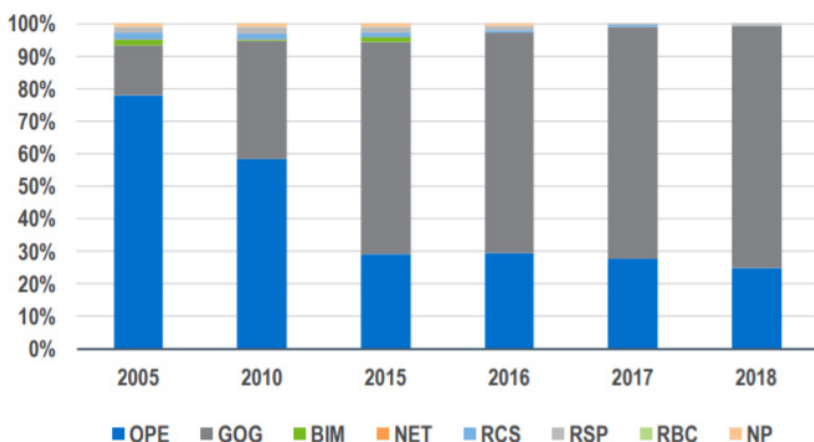
ми газовыми хабами и спотовой торговлей в каждой зоне при условии, что конкуренция поставщиков газа на внутренних рынках газа каждой страны-члена ЕС развита (т. е. соблюдается условие наличия 3 и более источников поставок газа).

Ключевое внимание трансформации направлено на формировании справедливых рыночных цен на газ для европейских оптовых потребителей. В целом, в число основных механизмов ценообразования на газ в ЕС ранее входили:

- нефтепродуктовая индексация цены газа: цена газа индексируется через базовую цену в соответствии с конкурирующими видами топлива — нефть, газойль и/или мазут. В некоторых случаях используются цены на уголь или электроэнергию.
- внутриотраслевая конкуренция («газ-газ»): цена определяется исходя из баланса спроса и предложения этого энергоносителя на торгах, которые осуществляются на физических хабах (таких, как Henry Hub в США, например) или виртуальных хабах (например, TTF в Нидерландах, NCG в Германии, NBP в Великобритании). Торговые сделки могут охватывать различные периоды времени (ежедневные, ежемесячные, годовые и пр.).
- двусторонняя монополия: цена определяется в процессе двусторонних переговоров и обсуждений между крупным продавцом и крупным покупателем, цена фиксируется на определенный период времени (обычно на один год). Возможно подписание контрактов, но чаще всего договорные отношения осуществляются на уровне правительств или компаний, принадлежащих государству.
- регулирование стоимости услуг: цена определяется или одобряется ответственным регулятивным органом или, возможно, Министерством. Цена устанавливается на таком уровне, чтобы покрыть «стоимость услуг», в т. ч. инвестиции, и создать прибыль.
- социальное и политическое регулирование: цена устанавливается на нерегулярной основе, возможно, Министерством, на политической/социальной основе в соответствии с необходимостью покрытия растущей себестоимости.
- регулирование — ниже стоимости: цена устанавливается ниже средней себестоимости производства газа и его транспортировки в качестве субсидирования государством населения.
- без цены: газ (нефтяной попутный газ или газ, полученный при выделении тяжелых фракций углеводородов) либо сжигается в факелах, либо предоставляется населению, промышленности (в качестве сырья для химических производств) для свободного пользования.

Два наиболее крупных сегмента:

- первый сегмент: продажа газа по долгосрочным газовым контрактам с нефтепродуктовой индексацией цены. К ним относятся часть традиционных контрактов ООО «Газпром экспорт» и контракты алжирской компании Sonatrach с европейскими покупателями (Рис. 13.7);



Примечание: OPE - нефтепродуктовая индексация цены газа, GOG - внутриотраслевая конкуренция («газ-газ»), BIM - двусторонняя монополия, NET - регулирование стоимости услуг, RSC - социальное и политическое регулирование, RSP - регулирование – ниже стоимости, RBC - регулирование – ниже стоимости, NB - без цены

Рисунок 13.7. Эволюция реализация газа в ЕС

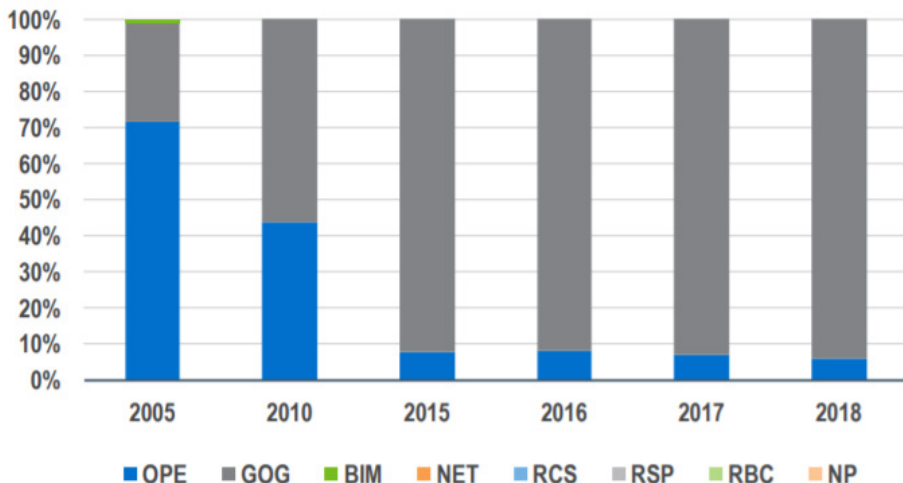
Источник: International Gas Union

- второй сегмент: продажа газа по долгосрочным газовым контрактам с привязкой к ценовым индексам на ликвидных европейских хабах — контракты норвежской Equinor, голландской GasTerra и частично ООО «Газпром экспорт», а также продажа газа на газовых хабах посредством бирж и электронных торговых площадок (ЭТП) (внебиржевая торговля).

Доля торговли газом по традиционным долгосрочным контрактам с нефтепродуктовой индексацией в ЕС в 2005 г. составляла 78%, в то время как на газовых хабах — всего 15%, к оставшимся 7% применялись другие механизмы ценообразования. За последние 10 лет ситуация изменилась кардинальным образом.

Торговля газом на хабах увеличилась с 15% в 2005 г. до 76% в 2018 г., одновременно с этим объем реализации газа по долгосрочным контрактам снизилась с 78% в 2005 г. до 24% в 2018 г. В первую очередь это связано с тем, что в Северо-Западной Европе продажа газа осуществляется через газовые хабы на энергетических биржах и электронных торговых площадках за счет того, что норвежская Equinor и голландская Gasterra перевели свои долгосрочные контракты на биржевую индексацию цены (Рис. 13.8). В то время, как ООО «Газпром экспорт» и алжирская компания Sonatrach частично сохранили нефтепродуктовую индексацию цены на газ.

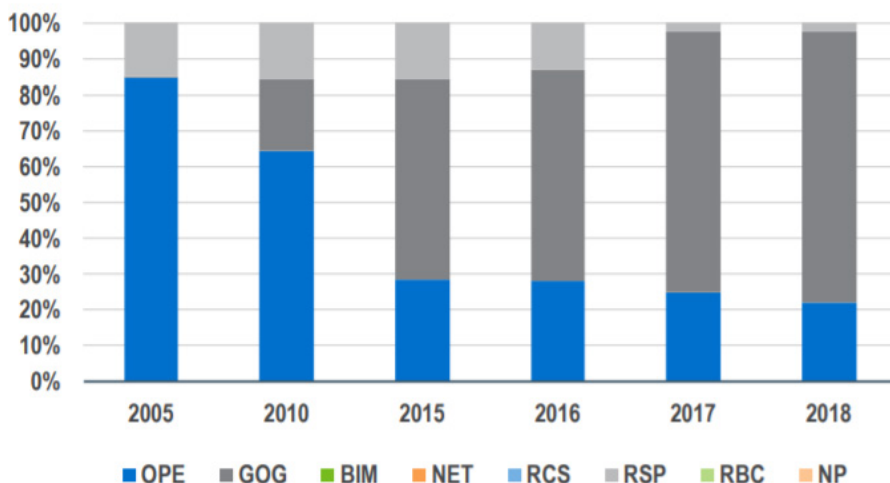
В Центральной и Восточной Европе, пока что, продажа газ через газовые хабы занимает меньшие объемы (Рис. 13.9). Цена на газ в этом европейском регионе привязана к цене нефтепродуктовой корзины, а также регулируется на уровне государства.



Примечание: OPE — нефтепродуктовая индексация цены газа; GOG — внутриотраслевая конкуренция («газ-газ»)

Рисунок 13.8. Эволюция реализация газа в Северо-Западной Европе

Источник: International Gas Union



Примечание: OPE — нефтепродуктовая индексация цены газа; GOG — внутриотраслевая конкуренция («газ-газ»), RSP — социальное и политическое регулирование

Рисунок 13.9. Эволюция реализация газа в Центральной и Восточной Европе

Источник: International Gas Union

ТОРГОВЛЯ ГАЗОМ В ЕС

Биржевая и внебиржевая торговля газом в ЕС в настоящее время ведется на 19 хабах: в Северо-Западной и Южной Европе действуют 15 хабов, в Центральной и Восточной Европе — пока их только 4 (Рис. 13.10). К их числу относятся: National Balancing Point (NBP), Великобритания; Zeebrugge gas hub (ZEE), Бельгия; Zeebrugge Trading Point (ZTP), Бельгия; Point d'échange de gaz Nord and Sud (PEG's), Франция; Trading Region South (TRS), Франция; Transport Infrastructures Gaz France (TIGF), Франция; Title Transfer Facility (TTF), Нидерланды; Virtual Trading Point (VTP), Австрия; GasPool, Германия; NetConnect (NCG), Германия; Gas Transfer Facility (GTF), Дания (наименование на бирже — GPN); GET, Лихтенштейн; Nord Pool Gas Facility (NPTF), Дания; Punto di Scambio Virtuale (PSV), Италия; MS-ATR, Испания; VOB, Чехия; VTP, Польша; MGP, Венгрия; OTC, Словакия и т. д.

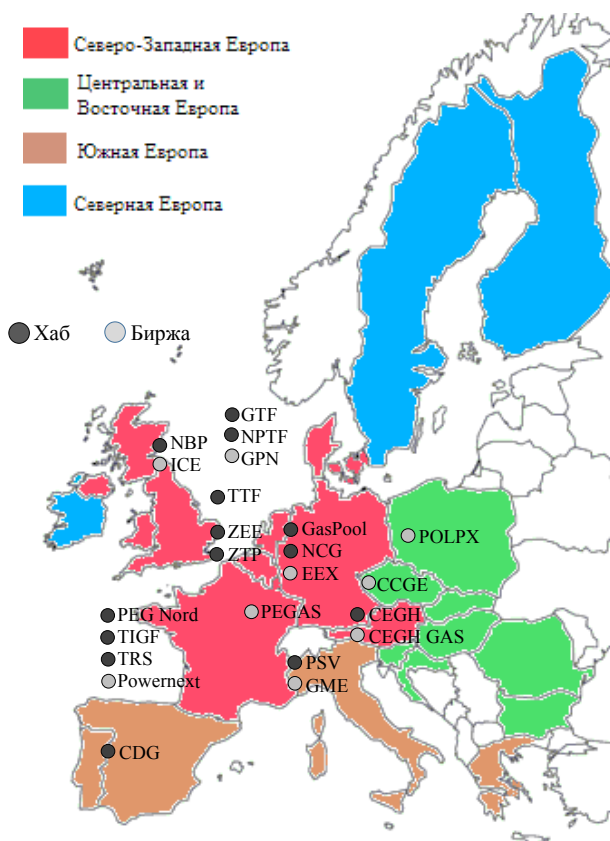


Рисунок 13.10. География размещения европейских газовых хабов и энергетических бирж

Источник: по данным ICE, Powernext, EEX, CEGH, Gas Point Nordic, Polish Power Exchange

Спотовые и фьючерсные сделки по торговле газом в ЕС заключаются на 9 энергетических биржах, 7 из которых располагаются в Северо-Западной Европе и 2 — в Центральной и Восточной Европе.

Торговля газом на двух европейских энергетических биржах Северо-Западной Европы — французской Powernext и немецкой European Energy Exchange (EEX) была объединена в 2013 г. Так в ЕС появилась первая региональная биржа — PEGAS — важный шаг ЕС в достижении главной цели Третьего энергопакета по построению единого рынка газа в общеевропейском пространстве. В зону обслуживания площадки PEGAS вошли девять европейских газовых хабов: английский NBP, немецкие Gaspool и NCG, итальянский PSV, французские PEG Nord и TRS, голландский TTF и бельгийские ZTP и ZEE (Табл. 12.3, Рис. 12.11).

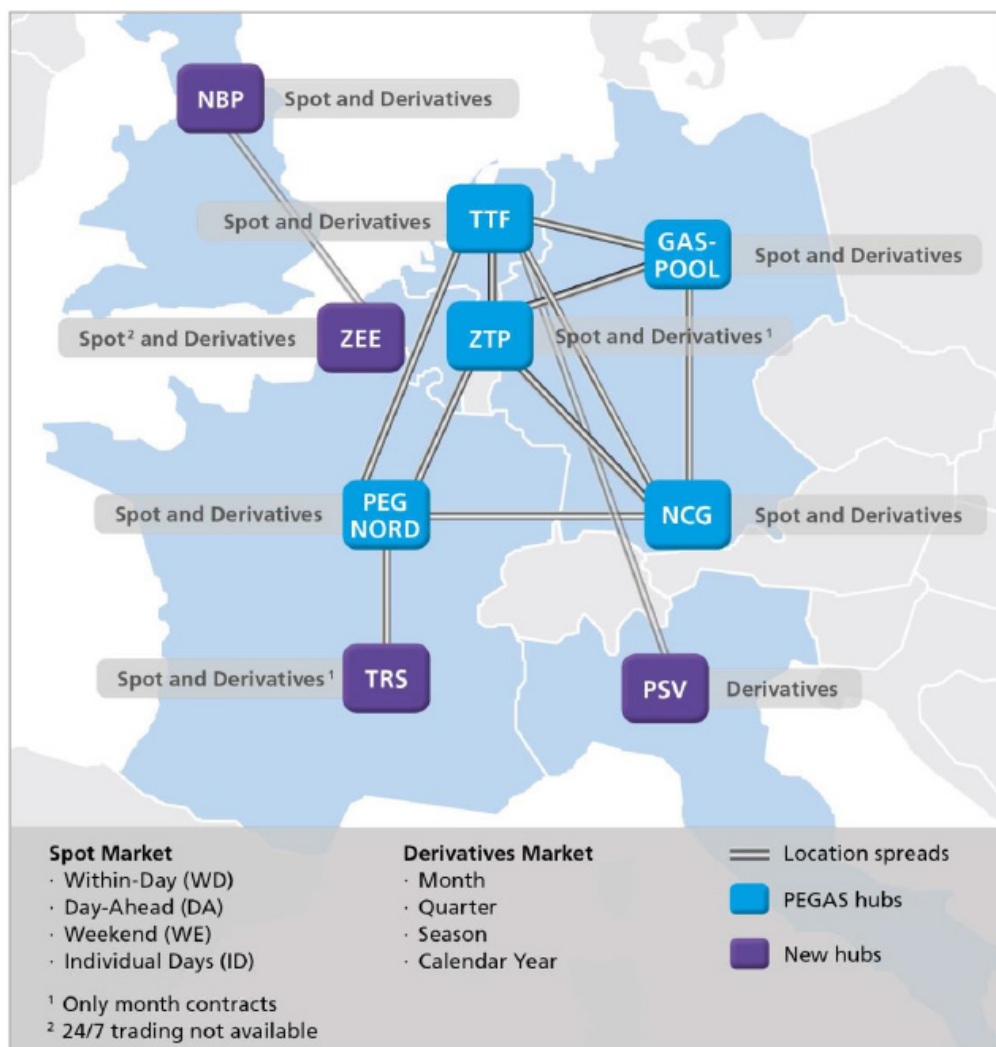
Таблица 12.3. Европейские энергетические биржи и газовые хабы

Страна	Биржа	Газовые хабы
Северо-Западная Европа		
Великобритания	InterContinental Exchange (ICE)	NBP, TTF
Франция	Powernext	PEG Nord, TTF
Германия	European Energy Exchange (EEX)	TTF, NCG, Gaspool
	PEGAS — региональная биржа (Powernext, EEX)	PEG Nord, GasPool, TTF, ZEE, ZTP NBP, NCG, TRS
Австрия	Central European Gas Hub GAS Exchange (CEGH GAS Exchange)	CEGH GAS
Дания	Gas Point Nordic (GPN, ранее — Nord Pool Gas)	GTF, NPTF
Италия	Gestore Mercati Energetici (GME)	PSV / PSV fin
Центральная и Восточная Европа		
Польша	Polish Power Exchange (POLPX)	POLPX
Чехия	Central Czech Gas Exchange	—

Источник: по материалам ICE, Powernext, EEX, CEGH, Gas Point Nordic, Polish Power Exchange

Биржа PEGAS представляет собой центральную энергетическую торговую площадку немецкой Группы European Energy Exchange (EEX), в которую входят:

- Powernext SA (французская газовая биржа) — одновременно она и осуществляет функции оператора PEGAS;
- EPEX SPOT (французская биржа, осуществляющая краткосрочные торги электроэнергией в Германии, Франции, Австрии и Швейцарии);
- European Energy Exchange (EEX) (немецкая энергетическая биржа);



Примечание: спотовый рынок: поставки в течение дня, на следующий день, ближайшие выходные, в специальные дни; фьючерсный рынок: поставки на следующий (–ие) месяцы, на следующий (–ие) квартал (–ы); на следующий (–ие) сезоны; на следующий (–ие) год (–ы)

¹ заключение договора поставки только на месяц вперед

² торговля в режиме 24 часа 7 дней в неделю недоступна

= — разница между ценами газа на разных площадках

■ — хабы, которые находятся в зоне обслуживания PEGAS

■ — новые хабы

Рисунок 13.11. Зона торговли PEGAS

Источник: PEGAS

- European Commodity Clearing (ECC) (региональная клиринговая компания);
- Cleartrade Exchange (CLTX) (компания, осуществляющая биржевые операции с производными финансовыми инструментами);
- Gas Point Nordic (GPN) (датская газовая биржа).

Для осуществления сделок на бирже PEGAS необходимо:

1. Членство.

Для участия в торгах на бирже PEGAS необходимо стать членом этой биржи, подписав соглашения на совершение сделок в зоне торговой площадки.

Общее количество членов биржи PEGAS в 2019 г. составляло 200 организаций — энергетические компании, финансовые компании, брокеры (Рис. 12.12). В том числе количество организаций, осуществляющих торговлю балансовым газом¹⁴¹ в режиме спотовых сделок, составило 155, а фьючерсных сделок — 123.

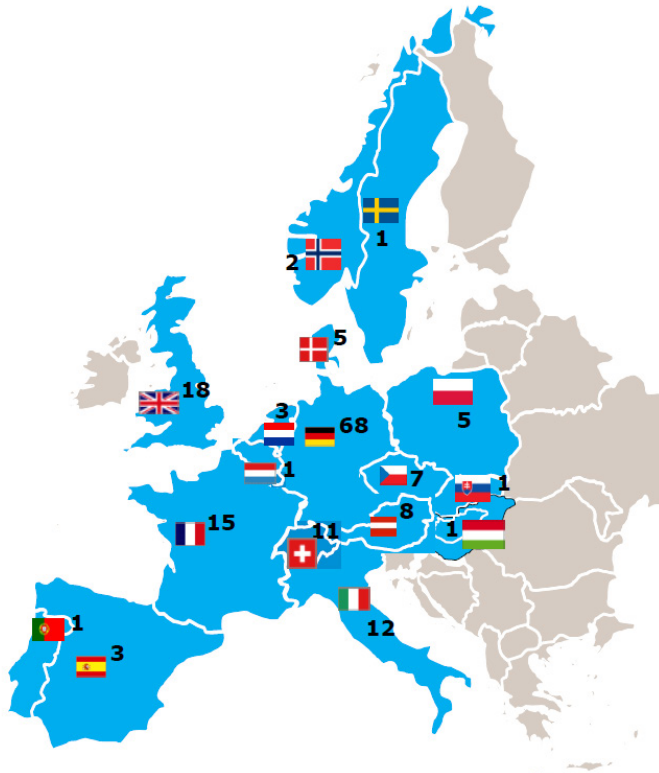


Рисунок 12.12. Европейские страны-члены PEGAS и количество организаций от каждой страны

Источник: PEGAS

¹⁴¹ Газ, который необходим для нормальной работы газотранспортной системы.

2. Заключение договора на оказание услуг с клиринговой компанией.

Все операции, осуществляемые членами биржи PEGAS, обслуживаются клиринговой компанией European Commodity Clearing (ECC). Организация, которая хочет принять участие в торгах на бирже PEGAS, не являясь клиентом этой клиринговой компании, должна заключить с ней соглашение на получение соответствующих клиринговых услуг. Суть таких услуг заключается в проведении безналичного расчета между странами/компаниями за проданные друг другу объемы газа. Расчет осуществляется путем взаимного зачета, исходя из условий баланса платежа.

3. Получение разрешения на торговлю в определенной рыночной зоне.

Организация, которая намерена принять участие в торгах на бирже PEGAS, должна получить разрешение от клиринговой компании ECC на проведение сделок в той или иной зоне поставки газа.

4. Соблюдение ограничений по торговому обороту.

В свою очередь клиринговая компания ECC устанавливает определенные ограничения на осуществление сделок для каждого отдельного члена биржи PEGAS для предотвращения сбоя технических систем.

Между клиентами биржи PEGAS организуются спотовые и фьючерсные сделки, проведение которых состоит из двух этапов: приема заказов на необходимый объем газа и его учет и предоставление выбора условия поставки. Спотовые сделки заключаются в рамках торговых сессий с различными условиями поставок газа, таких как: в течение дня¹⁴² для балансировки газовых потоков в течение газового дня, который длится с 9:00 до 17:30; на следующий день¹⁴³; на ближайшие выходные¹⁴⁴; в ближайшую субботу¹⁴⁵; в ближайшее воскресенье¹⁴⁶; в день, предшествующий нерабочим дням банка¹⁴⁷.

В соответствии с фьючерсными сделками на площадке PEGAS поставки газа осуществляются: на следующий месяц¹⁴⁸ для французского хаба TRS и бельгийского ZTP; на следующие три месяца¹⁴⁹ с момента заключения сделки для итальянского хаба PSV; на следующие четыре месяца с момента заключения сделки для французского хаба PEG Nord, нидерландского TTF, английского NBP, немецких NCG и Gaspool; на следующие три квартала¹⁵⁰ с момента заключения сделки для французского хаба PEG Nord, английского NBP, немецких NCG и Gaspool; на следующие пять кварталов для нидерландского

¹⁴² Англ. Within-Day (WD)

¹⁴³ Англ. Day-Ahead (DA)

¹⁴⁴ Англ. Weekend (WE)

¹⁴⁵ Англ. Saturday

¹⁴⁶ Англ. Sunday

¹⁴⁷ Англ. Individual Day (ID)

¹⁴⁸ Англ. Month

¹⁴⁹ Англ. Month (например) August

¹⁵⁰ Англ. Quarter (например) Q3

хаба TTF; на следующих два газовых сезона¹⁵¹; в следующем году/на следующие несколько лет¹⁵².

Данные по объемам и ценам газа в соответствии с выбранной формой сделки ежедневно публикуются на сайте PEGAS (www.powernext.com).

Работа остальных национальных энергетических бирж (Таблица 13.3) ведется с аналогичным набором сделок, но с ограниченным набором торговых сессий с различными условиями поставок газа.

На хабах Центральной и Восточной Европы газ торгуется как на электронных торговых площадках (ЭТП), так и через биржи — преимущественно проводятся фьючерсные сделки. В странах Северо-Западной и Южной Европы торговля газом на хабах происходит как посредством бирж, так и через ЭТП.

Важно различие между биржами и ЭТП:

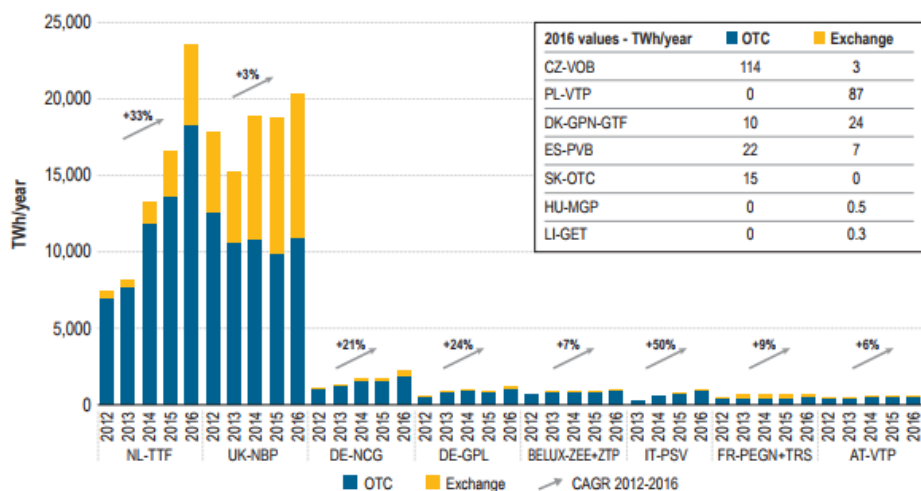
- во-первых, на биржах участие клиринговых компаний при осуществлении сделок является неотъемлемой частью сделки. Клиринговые компании проводят безналичный расчет между странами / компаниями за проданные друг другу объемы газа, тем самым минимизируя риски неплатежей за выбранные объемы газа. Несмотря на то, что на ЭТП клиринговых компаний нет, в настоящее время продажа газа брокерами на ЭТП Северо-Западной Европы намного превышает объемы продаж газа через биржи;
- во-вторых, на биржах заключаются контракты как на физическую поставку газа — спотовые сделки, так и виртуальную поставку — фьючерсные сделки, во втором случае из-за отсутствия условия физической поставки газ может быть перепродан. На ЭТП заключаются форвардный контракты — контракты, «обязательный для исполнения всеми сторонами, участвующими в сделке, по которому покупатель обязуется купить, а продавец — продать определенное количество товара оговоренного качества по цене, определенной на дату заключения контракта, но с поставкой на определенную дату в будущем.».

Ликвидность газовых хабов в ЕС определяется объемом совершенных торговых операций на фоне физических потоков газа в форме коэффициента перепродаж (англ. — churn rate). Пороговый уровень коэффициента перепродаж на уровне 15 можно считать ликвидным, если же он меньше, то такой хаб является недостаточно ликвидными. В Целевой модели рынка газа ЕС (ЦМРГ) определен пороговый уровень — 8, удовлетворяющий требованиям ликвидности рынка.

Продажа газа в 2016 г. на двух ликвидных хабах Северо-Западной Европы составила: на TTF в Нидерландах — 2,3 трлн куб. м (77% было продано через ЭТП и 23% — на биржах); на NBP в Великобритании — почти 2 трлн куб. м (56% — через ЭТП и 43% — на биржах) (Рис. 13.13). На всех остальных хабах газ почти на 100% реализовывался на ЭТП.

¹⁵¹ Англ. Season / Season (например) Summer 2017

¹⁵² Англ. Calendar (например) 2017



Примечание: OTC — внебиржевая торговля, Exchange — биржевая торговля, CAGR (Compound annual growth rate) — среднегодовой темп роста

Рисунок 13.13. Торговля газом хабами в ЕС: биржи vs электронные торговые площадки

Источник: ACER

Нидерландский хаб TTF не только достиг порогового значения «Целевой модели рынка газа» ЕС, но и превысил уровень ликвидности NBP (Рис. 13.14).

ЦЕЛЕВАЯ МОДЕЛЬ РЫНКА ГАЗА

В «Целевой модели рынка газа» ЕС (ЦМРГ), разработка которой была инициирована российской стороной, в целом представлена более подробная общая концепция построения единого рынка газа ЕС в рамках Третьего энергетического пакета. В ЦМРГ дается описание того, что должна из себя представлять региональная рыночная зона и каким критериям должны соответствовать страны ЕС для ее формирования.

Как завершающий этап формирования единого рынка газа в ЕС в ЦМРГ было установлено, что объединение региональных зон в единое пространство должно основываться на сбалансированном распределении газотранспортной системы между зонами для осуществления свободных перетоков газа от более развитых зон к менее развитым.

Региональные рыночные зоны должны быть сформированы за счет слияния двух или более смежных рынков газа стран ЕС с использованием имеющейся газотранспортной инфраструктуры (в т. ч. газотранспортной систе-

HUB	Gas traded hubs churn rates*				
	2004	2008	2011	2013	2014
NBP	7	14.4	19.8	18.7	26.2
TTF	0.2	3.3	13.9	19.3	36.0
ZEE	2.5	5.1	4.1	5.5	4.9
CEGH/VTP	n/a	2.4	2.2	2.6	4.6
NCG+GPL	n/a	0.4	1.4	2.6	3.7
PEG Nord	n/a	0.4	1.0	1.4	1.6
PEG Sud	n/a			0.7	1.0
PEG TIGF	n/a			0.3	0.1
PSV	n/a	0.2	0.2	0.4	0.8
VOB	n/a	n/a	n/a	0.4	0.4

*Calculated on a **Net Market Churn** basis; not the same methodology in all years.

Рисунок 13.14. Изменение уровня коэффициента перепродаж или «чёрн» на газовых хабах ЕС

Источник: Oxford Institute for Energy Studies

мы), газовых хабов, энергетических бирж и электронных торговых площадок (ЭТП). В первой редакции ЦМРГ, которая была опубликована в 2011 г., был представлен достаточно широкий перечень критериев, которым должны соответствовать страны ЕС для создания региональных рыночных зон (Табл. 12.4):

1. Коэффициент перепродаж или «чёрн» (от англ. — churn rate) должен быть больше или равен 8. В мировой практике применяется для оценки уровня ликвидности хабов. Фактически означает число перепродаж газа на бирже или ЭТП перед его отгрузкой потребителю.
2. Общий спрос на газ в рамках одной региональной рыночной зоны должен превышать 20 млрд куб. м в год.
3. Поставки газа в каждую страну ЕС должны осуществляться из 3 разных внешних источников (направлений).
4. Индекс Херфиндаля-Хиршмана (Herfindahl Hirschman Index, ННИ) должен быть меньше или равен 2000. ННИ рассчитывается энергетическими

компаниями ЕС и определяет уровень концентрации поставщиков газа на энергетическом рынке.

5. Индекс «остаточных поставок» (Residual Supply Index, RSI) должен быть больше или равен 110% в течение 95% дней в году. RSI также рассчитывается энергетическими компаниями для определения объема потребляемого газа, которой может быть удовлетворен без наличия крупных поставщиков этого энергоносителя в ЕС.




Таблица 13.4. Соответствие стран-членов ЕС критериям «Целевой модели рынка газа»

	Страна-член ЕС	Коэфф. перепродаж или «чёрн»	Общий спрос на газ внутри зоны, млрд куб. м в год	Источники поставок газа	ННІ	RSI, %
		Список критериев по состоянию на 2011 г.				
				Список критериев по состоянию на 2015 г.		
		≥ 8	≥ 20	≥ 3	≤ 2000	≥ 110
Северо-Западная Европа						
1	Бельгия	6	18,3	8	1709	279
2	Германия	4	40,7	4	1982	116
3	Люксембург	0	12	4	3185	0
4	Нидерланды	14	39,4	6	2488	189
5	Франция	3	15,3	13	1240	137
6	Великобритания	15	84,7	11	950	142
7	Дания	0	4,2	2	2570	22
8	Австрия	3	9,8	3	7500	143
Центральная и Восточная Европа						
9	Венгрия	0	10,5	4	3198	60
10	Словакия	0	6,5	2	9595	369
11	Словения	0	0,9	5	5027	74
12	Польша	0	17,6	3	4550	56
13	Чехия	0	8,8	3	9051	159
14	Болгария	0	3,6	2	7587	13
15	Румыния	0	14,6	4	3270	104
16	Хорватия	0	3,3	5	5987	125
Южная Европа						
17	Греция	0	4,6	9	5181	131
18	Италия	3	74,3	12	2093	108

Продолжение табл. 13.4

	Страна-член ЕС	Коэфф. перепродаж или «чёрн»	Общий спрос на газ внутри зоны, млрд куб. м в год	Источники поставок газа	ННІ	RSI, %
		Список критериев по состоянию на 2011 г.				
				Список критериев по состоянию на 2015 г.		
19	Португалия	0	5,1	2	2821	93
20	Испания	0	33,9	12	2000	159
Северная Европа						
21	Финляндия	0	3,3	1	10000	0
22	Швеция	0	1,2	1	2766	0
23	Ирландия	0	4,8	2	1215	8

Примечание: Мальта и Кипр — островные государства ЕС — не были включены в данный список из-за совершенно неразвитых внутренних энергетических рынков, Эстония, Латвия и Литва — ввиду отсутствия конкуренции поставщиков и также низкого уровня развития внутренних рынков.

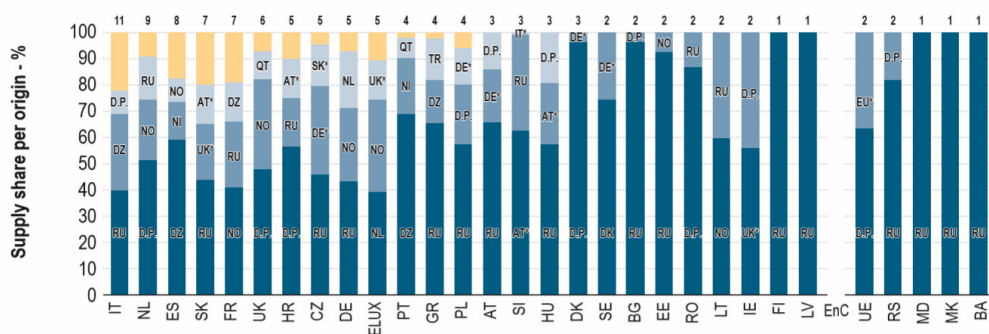
-  — страна ЕС, которая соответствует целевому критерию, превышая минимальное значение
-  — страна ЕС, которая соответствует минимальному значению целевого критерия
-  — страна ЕС, которая не соответствует условиям целевого критерия

Источник: ACER

Анализ соответствия стран-членов ЕС критериям ЦМРГ показал, что к формированию региональных рыночных зон из 28 стран ЕС готовы четыре страны Северо-Западной Европы и две страны Южной Европы: Великобритания, которая полностью отвечает критериям «Целевой модели рынка газа», а также Германия, Нидерланды, Бельгия, Италия и Испания, которые близки к удовлетворению ключевых параметров. Остальные страны ЕС в соответствии с представленными критериями оказались не готовы к изменениям архитектуры энергетического рынка.

В обновленной редакции ЦМРГ, опубликованной в 2015 г., были исключены первый и второй критерии: коэффициент перепродаж или «чёрн» и общий спрос на газ в рамках одной зоны — более 20 млрд куб. м в год. От коэффициента перепродаж отказались из-за большого разрыва показателей европейских хабов в сравнении мировыми значениями. В США, например, ликвидность газового хаба Henry Hub уже в 2009 г. составляла 377. Касательно общего спроса на газ в рамках одной зоны в размере 20 млрд куб. м в год, отмечается, что каких-либо ограничений здесь не должно быть.

После обновленной публикации «Целевой модели рынка газа» в 2015 г., когда два этих критерия были убраны, большинство стран ЕС стали соответствовать параметрам построения региональных рыночных зон. Тем не менее, по состоянию на 2018 г., не было создано ни одной региональной рыночной зоны. Критерий поставок газа, который установил, что в каждую страну ЕС газ должен поступать из 3 разных внешних источников (направлений) стал представлять наибольшую важность. Из 26 стран¹⁵³ ЕС все страны Северо-Западной и Южной Европы, а также несколько стран Центральной и Восточной Европы¹⁵⁴ получают газ от 3 и более внешних поставщиков газа. При этом десять европейских государств по-прежнему зависят от одного¹⁵⁵ (Финляндия, Латвия) или двух¹⁵⁶ источников поставок, что не соответствует требованиям ЦМРГ (Рис. 13.15).



Примечание: IT – Италия, NL – Нидерланды, ES – Испания, SK – Словакия, FR – Франция, UK – Великобритания, HR – Хорватия, CZ – Чехия, DE – Германия, ELUX – Бельгия, Люксембург, PT – Португалия, GR – Греция, PL – Польша, AT – Австрия, SI – Словения, HU – Венгрия, DK – Дания, SE – Швеция, BG – Болгария, EE – Эстония, RO – Румыния, LT – Литва, IE – Ирландия, FI – Финляндия, LV – Латвия

Рисунок 13.15. Количество внешних поставщиков газа в страны ЕС

Источник: ACER

Поставленные для ЕС условия формирования единого рынка газа в целом существовали изначально в странах Северо-Западной Европы. Спотовая и фьючерсная/форвардная торговля газом в этом регионе постепенно развивалась, плотность газотранспортной системы (ГТС) сформировалась достаточно

¹⁵³ За исключением Мальты, Кипра.

¹⁵⁴ Италия, Нидерланды, Испания, Словакия, Франция, Великобритания, Венгрия, Чехия, Германия, Люксембург, Португалия, Греция, Польша, Австрия, Словения, Хорватия, Дания.

¹⁵⁵ Финляндия, Латвия.

¹⁵⁶ Швеция, Болгария, Эстония, Румыния, Литва, Ирландия, Румыния, Ирландия.

высокая. Страны Центральной и Восточной Европы, в свою очередь, столкнулись с препятствиями на пути реализации ключевой задачи ЕС — формирования единого рынка газа из-за недостаточной ликвидности своих внутренних рынков газа и неразвитости газотранспортной инфраструктуры.

Результатом недостаточной ликвидности стало отсутствие конкуренции поставщиков на рынках газа в странах Центральной и Восточной Европы из-за высокой зависимости от поставок газа из России, которая в большинстве стран превышает 45%, а в некоторых достигает — 100% (Табл. 13.5).

Таблица 13.5. Доля реализации российского газа в потреблении стран Центральной и Восточной Европы, 2017 г.

Венгрия	71%
Словакия	100%
Словения	67%
Польша	55%
Чехия	45%
Болгария	100%
Румыния	12%

Источник: по данным Eurogas, ВР

Ключевым поставщиком газа на внутренние энергетические рынки этого региона является ПАО «Газпром» по контрактам ООО «Газпром экспорт». Российская газовая компания была и остается крупнейшим экспортером газа на рынок ЕС, особенно в страны Центральной и Восточной Европы, значительно превышая поставки газа в ЕС из Алжира и Катара.

Ключевое положение ПАО «Газпром» на рынках газа Центральной и Восточной Европы складывалось десятилетиями, в период активного международного сотрудничества в рамках Совета экономической взаимопомощи (СЭВ) (1949–1991 гг.). Диверсификация поставок не предусматривалась.

После распада СЭВ страны Центральной и Восточной Европы начали постепенно входить в состав ЕС (2004–2013 гг.). В ходе этого процесса страны Центральной и Восточной Европы были вынуждены перестраиваться на требования общеевропейского законодательства, в том числе и в отношении конкуренции на внутренних рынках стран этого региона.

Однако, не разобравшись в сути складывающихся десятилетиями препятствий, а также не разработав критерий, которому должны соответствовать региональные рыночные зоны для формирования единого рыночного пространства на основе сбалансированного наличия газотранспортной системы как одного из элементов ЦМРГ для построения единого рынка газа в этих странах, Европейская комиссия (Еврокомиссия) выдвинула обвинение ПАО «Газпром» в ведении неконкурентной политики в центрально-восточном регионе ЕС,

а именно в восьми странах — Польше, Эстонии, Латвии, Литве, Болгарии, Венгрии, Чехии и Словакии.

В 2012 г. Еврокомиссия начала антимонопольное расследование против ПАО «Газпром». В апреле 2015 г. она предъявила российской организации предварительные официальные обвинения с возможностью наложения штрафа до 10% от глобального оборота Группы Газпром. В соответствии с официальными обвинениями ПАО «Газпром» — доминирующий поставщик газа в страны Центральной и Восточной Европы — осуществлял действия, противоречащие принципам свободной конкуренции поставок газа на территорию ЕС, что стало основным препятствием для формирования единого рынка газа.

После семилетних переговоров между европейской и российской сторонами, в мае 2018 г. Еврокомиссия приняла окончательное решение о прекращении антимонопольного расследования. ПАО «Газпром» удалось обоснованно избежать штрафа.

Однако за это время на европейском рынке поменялась модель пролонгации и заключения новых контрактов на поставку газа оптовым потребителям. Все долгосрочные контракты ООО «Газпром экспорт» с ключевыми энергетическими компаниями стран Западной и Южной Европы, которые заканчивали свое действие в начале 2000-х гг., то есть до вступления в силу Третьего энергетического пакета были продлены на долгосрочный период — более 20 лет.

По новой схеме контрагентами ООО «Газпром экспорт» стали европейские энергетические компании, основной функцией которых стала поставка газа в ЕС. Вместе с тем, рыночная сила этих компаний резко снизилась.

Более того, с принятием Третьего энергетического пакета долгосрочные контракты на поставку газа, с точки зрения Еврокомиссии, стали оказывать негативное влияние на конкуренцию, что было расценено в качестве одного из препятствий для построения единого рынка газа в ЕС¹⁵⁷. Сами по себе долгосрочные контракты, по мнению Еврокомиссии, не нарушают нормы ЕС о конкуренции, однако их отдельные условия и положения были восприняты этим органом как противоречащие антимонопольному законодательству.

Россия в лице ООО «Газпром экспорт» также существенным образом модифицировала большую часть долгосрочных контрактов с европейскими покупателями. Так, была введена привязка определенного объема поставок к биржевым и внебиржевым индексам европейских ликвидных хабов. Доля привязки к ценам европейских ликвидных хабов в портфеле экспортных контрактов ООО «Газпром экспорт» с поставкой в страны ЕС в 2015–2016 гг. составила 17,8%¹⁵⁸. В настоящее время по неофициальным данным она может составлять 50%.

¹⁵⁷ В частности, в своих пресс-релизах 2005–2007 гг. Еврокомиссия отмечала, что, хотя продолжительные сроки контрактов сами по себе не нарушают конкуренцию, тем не менее, такие контракты не должны пронизывать весь рынок. В противном случае это может создать препятствия для входа на рынок новых участников, как в сфере производства, так и в сфере продажи газа непосредственно потребителям.

¹⁵⁸ Годовой отчет Группы Газпром за 2015 г.

Были снижены минимальные уровни условий отбора объемов газа по контракту — «бери или плати» (take-or-pay) — в большинстве экспортных контрактов ООО «Газпром экспорт» он составлял порядка 80% от объема законтрактованных поставок. ООО «Газпром экспорт» пошло на ценовые уступки в отношении ключевых потребителей российского газа в ЕС, включая немецкие компании E.ON, BASF, RWE, Wingas; французскую GDF Suez; итальянские ENI, Enel и Edison; словацкую SPP; австрийскую Econgaz; польскую PGNiG; австрийскую Erdgas.

Сохраняется неопределенность с продлением и заключением новых долгосрочных контрактов ООО «Газпром экспорт» с европейскими компаниями, срок которых истекает в ближайшие 5 лет. При наличии альтернативы российскому газу уже есть прецеденты отказа от продления долгосрочных контрактов.

Таким образом, сланцевая революция стала одним из драйверов трансформации европейского газового рынка. Специфика работы энергетических компаний, представленных на рынке газа ЕС, изменилась. Они вынуждены интегрироваться в создаваемую рыночную инфраструктуру.

Часть IV. Экспорт революции

Глава 14. Перспективы освоения сланцевого бассейна Vaca Muerta в Аргентине

В.В. Андрианов

Сланцевая революция в США привела к поистине тектоническим сдвигам на мировом углеводородном рынке, став причиной падения цен на нефть, изменения структуры товарных потоков и создания новых стратегических союзов стран-производителей. Однако, вопреки ожиданиям, пока триумфальное шествие сланца ограничилось Северной Америкой. Проекты по разработке сланцевых нефти и газа в других регионах мира либо прекращены, либо буксуют. Единственным исключением здесь является Аргентина. Процесс освоения сланцевого бассейна Vaca Muerta («Мертвая корова») в последнее время существенно активизировался. Но много ли «молока» может дать та «дохлая корова» и состоится ли, наконец, вторая региональная сланцевая революция?

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ВЫЗОВЫ АРГЕНТИНЫ

По данным ВР, первичное потребление энергии в Аргентине выросло с 74,7 млн тнэ в 2008 г. до 85,1 млн тнэ в 2018 году. Средний темп прироста в 2007–2017 годах составлял 1,6 % в год, хотя в 2018 году был зафиксирован спад на 1,2 % в связи в общим экономическим кризисом в стране. На Аргентину приходится 0,6 % глобального потребления первичных энергоресурсов.¹⁵⁹

Углеводородное сырье является основой энергобаланса Аргентины, его доля в совокупном спросе на первичную энергию достигает 84,5 %. Такой весомый показатель обусловлен, помимо прочего, ролью Аргентины как одного из ведущих в мире сельхозпроизводителей. Так, для выращивания и сбора 100 млн тонн зерна ежегодно используется 1800 млн литров (примерно 1,5 млн тонн) дизтоплива.

Вместе с тем, доказанные запасы традиционной нефти в Аргентине не только не велики, но и показывают устойчивую тенденцию к сокращению. Они снизились с 2,8 млрд барр. в 1998 году до 2 млрд барр. (0,3 млрд тонн) к концу 2018 года. Это составляет лишь 0,1 % от общемирового объема. При текущем уровне добычи запасов в стране хватит на 9,3 года.¹⁶⁰

¹⁵⁹ BP Statistical Review of World Energy 2019 p. 8 <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>

¹⁶⁰ Там же. с. 14

Что касается добычи нефти, то она в Аргентине также падает: с 802 тыс. барр. в сутки (37,8 млн тонн в год) в 2008 году до 592 тыс. барр. в сутки (27,6 млн тонн в год) в 2018-м. Средняя динамика падения за 2007–2017 годы составила 3,2 % в год, хотя в 2018 году этот показатель был равен лишь 0,2 %. На долю этого южноамериканского государства приходится 0,6 % глобального производства нефтяного сырья.¹⁶¹ Между тем, потребление нефти в стране увеличилось с 25,5 млн тнэ в 2008 году до 30,1 млн тонн в 2018-м.¹⁶²

Аналогичная ситуация складывается и по газу. Его доказанные запасы сократились с 0,7 трлн куб. м в 1998 году до 0,3 трлн куб. м в 2018 году. Это 0,2 % от мировых запасов и достаточно для поддержания добычи в стране на протяжении 8,8 лет.¹⁶³

Добыча газа в Аргентине сократилась с 42,8 млрд куб. м в 2008 году до 39,4 млрд куб. м в 2018 году. Средняя динамика падения за 2007–2017 годы составила 1,6 %, а в 2018 году был зафиксирован рост на 6,1 %.¹⁶⁴

Учитывая такую ситуацию с ресурсной базой и растущую потребность в углеводородном сырье, вполне закономерным является интерес Аргентины к разработке нетрадиционных, так называемых сланцевых ресурсов.

По данным аргентинской нефтегазовой компании YPF, нетрадиционными ресурсами углеводородов располагают 42 страны мира. При этом Аргентина занимает второе место в мире после Китая по запасам нетрадиционного

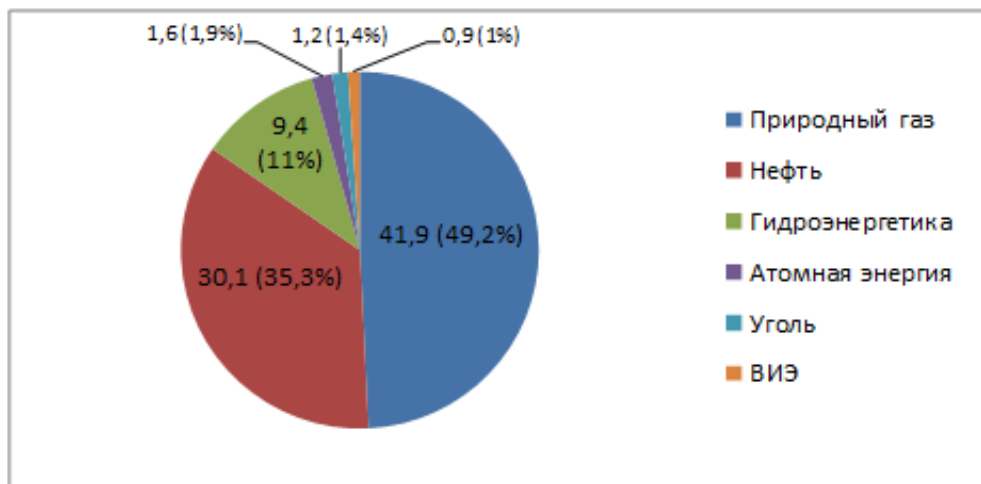


Рисунок 14.1. Энергобаланс Аргентины в 2018 году, млн тнэ и %

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2019

¹⁶¹ Там же. с. 16

¹⁶² Там же. с. 20.

¹⁶³ Там же. с. 30

¹⁶⁴ Там же. с. 32

газа и четвертое место по запасам нетрадиционной нефти (после России, США и Китая).¹⁶⁵ И основная часть этих богатств сконцентрирована в обширном сланцевом бассейне Vaca Muerta.

НАДЕЖДЫ НА «МЕРТВУЮ КОРОВУ»

Vaca Muerta — геологическая формация, расположенная в Аргентине в провинциях Неукен, Рио Негро, Ла Пампа и Мендоса, на площади около 30 тыс. кв. км. Признаки наличия сланцевых углеводородов были выявлены здесь еще в 1920-х гг. в ходе исследований, проводимых по заказу Standard Oil of California (ныне Chevron) геологом Чарльзом Эдвином Вивером (Charles Edwin Weaver). Именно он в опубликованной в 1931 г. работе дал этому бассейну название Vaca Muerta¹⁶⁶, что переводится с испанского как «Мертвая корова» (есть версия, что с высоты птичьего полета очертания изученного геологом участка были похожи на корову).

Результаты этих исследований были подтверждены 90 лет спустя компанией YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales). В ноябре 2011 г. было объявлено, что доказанные запасы бассейна Vaca Muerta составляют 927 млн баррелей нефтяного эквивалента (бнэ, около 130 млн тнэ), из которых 741 млн бнэ (104 млн тнэ) приходится на нефть, а остальное на газ. А по оценкам Управления энергетической информации США (EIA), сделанным в 2013 г., нефтяные ресурсы Vaca Muerta достигают 27 млрд бнэ (3,78 млрд тнэ), что в десять с лишним раз превышает аргентинские запасы «традиционной» нефти. А объемы сланцевого газа в недрах данного бассейна позволяют Аргентине занять второе место в мире по запасам этого вида энергоресурса, сместив с этой позиции США¹⁶⁷.

Мощность продуктивного слоя в бассейне Vaca Muerta составляет от 520 до 600 м, что в отдельных случаях дает возможность использовать не только горизонтальные, но и вертикальные скважины. Тем самым возможно снижение расходов на извлечение сырья и улучшение экономических параметров соответствующих проектов.

Еще один геологический плюс данной формации заключается в том, что насыщенные углеводородами толщи и грунтовые воды расположены на разных ярусах: УВС на глубине 2500 метров, вода — 300–400 метров. Тем самым сводится к минимуму угроза загрязнения грунтовых вод, весьма актуальная для сланцевых плеев США.

¹⁶⁵ The Energy Challenge Argentina's unconventional oil & gas resources are among the world's larges <https://www.ypf.com/Vacamuertachallenge/Paginas/index.html>

¹⁶⁶ Hidrocarburos convencionales y no convencionales// Ciencia hoy Numero 134 24.10.2013 <http://cienciahoy.org.ar/2013/10/hidrocarburos-convencionales-y-convencionales/>

¹⁶⁷ <http://shaleseguro.com/argentina-desplazo-a-eeuu-como-segunda-reserva-mundial-de-shale-gas/>

Наконец, Vaca Muerta находится вдали от крупных населенных пунктов, что снижает риски, связанные с возможными негативными воздействиями на окружающую среду. Одновременно она расположена в относительной близости от традиционных центров газонефтедобычи, что позволяет частично использовать уже имеющуюся инфраструктуру.

Начиная с 2013 года к бассейну Vaca Muerta стали проявлять интерес различные нефтедобывающие компании — как крупные, так и средние.

Первыми работу в данном бассейне начали аргентинский нефтяной гигант YPF и американская компания Chevron. Затем к ним присоединились Total и Royal Dutch Shell. В совокупности за восемь лет они вложили в исследование и разработку «Мертвой коровы» около 13 млрд долларов. Однако уровень добычи на разрабатываемых ими участках долгое время оставался незначительным и не окупал понесенных затрат¹⁶⁸.

YPF подписала два соглашения о совместной разработке участков в бассейне Vaca Muerta. По контракту с Chevron площадь лицензионного участка Loma Campana составляет 290 кв. км (1 % от всей территории бассейна). Инвестиции в этот проект должны достичь 16,2 млрд долл., а срок его реализации — 35 лет.

В свою очередь, совместно с малазийской Petronas осуществляется эксплуатация месторождения La Amarga Chica площадью 187 кв. км (0,6 % бассейна). В совокупности обе компании планируют вложить в его освоение 2,3 млрд долл. в течение четырех лет. Ожидается, что добыча на этом месторождении к 2022 году достигнет 60 тыс. барр./сутки. Существуют также планы по дополнительному развитию данного актива, которые предусматривают инвестирование еще 7 млрд долларов и доведение уровня производства до 75 тыс. бнэ в сутки.¹⁶⁹

ОЦЕНКА RYSTAD ENERGY

По состоянию на 2019 г. в стадии исследования и разработки находится всего около 5 % территории бассейна Vaca Muerta. Такой скромный показатель обусловлен как общим кризисом на нефтяном рынке, разразившемся после падения цен на нефть в 2014 г., так и сложной экономической и политической ситуацией в самой Аргентине. Показательно, что на очередной аукцион по распределению лицензионных участков, назначенный на ноябрь 2018 г., не было подано ни одной заявки.

Тем не менее, в последнее время и отраслевые аналитики, и сами нефтегазовые компании все чаще заявляют о больших перспективах этой нефтегазоносной провинции. Как отмечают эксперты компании Rystad Energy, сланцевый

¹⁶⁸ Jonathan Gilbert. Vaca Muerta finally produces oil, a century after its discovery. WorldOil 25.06.2019

¹⁶⁹ Презентация компании YPF <https://www.ypf.com/desafiovacamuerta/paginas/vaca-muerta.html>

бассейн Vaca Muerta является единственным местом сосредоточения ресурсов нетрадиционных углеводородов за пределами Северной Америки, где уже осуществляется переход от стадии изучения к полноценному освоению. «Потенциальный приз весьма велик. С географической точки зрения Vaca Muerta в три раза больше крупнейшего сланцевого бассейна США, и она может превратиться в «следующий Permian», если для этого будут созданы соответствующие условия. Но остается многое сделать, прежде чем это случится», — отмечают в компании¹⁷⁰.

Rystad Energy совместно с Luxmath Consulting подготовила доклад, анализирующий все аспекты освоения бассейна Vaca Muerta, включая оценку перспектив добычи в этом регионе. Ожидается, что число пробуренных скважин с проведенным на них гидроразрывом (fracked wells) на Vaca Muerta будет расти на 20 % в год и увеличится с 17 в 2011 г. до 249 в 2021 г. Лишь единицы из этих скважин будут вертикальными, остальные — горизонтальными.

В результате такой активности добыча нефти в бассейне Vaca Muerte может вырасти с 60 тыс. барр. в сутки в III квартале 2018 г. до 160–200 тыс. барр. в сутки в IV квартале 2021 г. Наибольший прирост ожидается на участке Loma Campana, осваиваемом аргентинской компанией YPF совместно с Chevron.

«YPF в 2018 г. провела на участке Loma Campana тестирование своей первой горизонтальной скважины длиной 10 тыс. футов. Первичный дебит нефти выглядит очень многообещающим и полностью конкурентоспособным по сравнению с дебитом скважин длиной в 2 мили, которые бурятся в ключевых сланцевых бассейнах США, таких как Bakken и центральная зона Eagle Ford. Мы еще не видели достижения уровня, сопоставимого с уровнем бассейна Permian-Delaware, но в будущем оптимизация конструкции скважин наверняка приведет к дополнительным улучшениям в бассейне Vaca Muerta», — отмечает Артем Абрамов, руководитель исследований в области сланцевых ресурсов Rystad Energy.

Некоторые содержащие газ зоны в бассейне Vaca Muerta уже конкурируют с лучшими сланцевыми газовыми формациями США. Проекты YPF в зоне El Orejano, компании TecPetrol в Fortin De Piedra, а также проекты BP и Total в Aguada Pichana демонстрируют высокую продуктивность газовых скважин, сопоставимую с продуктивностью таких ключевых сланцевых бассейнов в США, как Utica, Haynesville и Marcellus.

По состоянию на конец 2018 г. шесть сервисных компаний осуществляли в бассейне Vaca Muerta операции по нагнетанию давления в скважины с целью проведения гидроразрывов. Как отмечают в Rystad Energy, большинство этих сервисных провайдеров борются за достижение приемлемой маржи в Аргентине. Обеспечение возврата на инвестиции — жизненно важная задача для компаний-операторов, только ее решение позволит привлечь в регион новые инвестиции.

¹⁷⁰ Rystad Energy Will the vast potential of Argentina's Vaca Muerta shale play ever be unlocked? 5.11.2018 <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/Will-the-vast-potential-of-Argentinas-Vaca-Muerta-shale-play-ever-be-unlocked/>

По оценкам Rystad Energy, будут также резко расти потребности в пропанте для проведения гидроразрыва — примерно на 34 % в год в период 2019–2021 гг., до уровня 2 млн т в 2021 году.

«Потребность в песке для гидроразрыва будет расти быстрее, чем количество скважин, поскольку операторы будут бурить все более протяженные горизонтальные скважины и интенсифицировать использование пропанта. Что касается снабжения, то пропант это как раз самое «узкое горлышко» на Vaca Muerta, поскольку дистанции его поставки зачастую превышают 1 тыс. км. Мы ожидаем расширения добычи песка на некоторых действующих карьерах и инвестиций в разработку карьеров в рамках самого бассейна. Это позволит обеспечить поставки до 2,5 млн т песка к 2021 г.», — отмечает Томас Якоб (Thomas Jacob), ведущий аналитик по рынку пропанта Rystad Energy.

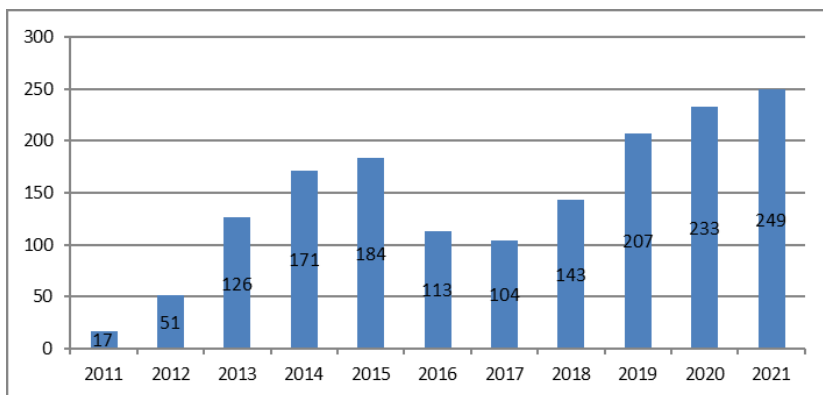


Рис. 14.2. Прогноз бурения скважин с гидроразрывом на месторождении Vaca Muerta, ед.

Источник: Rystad Energy ShaleWellCube, Rystad Energy research and analysis

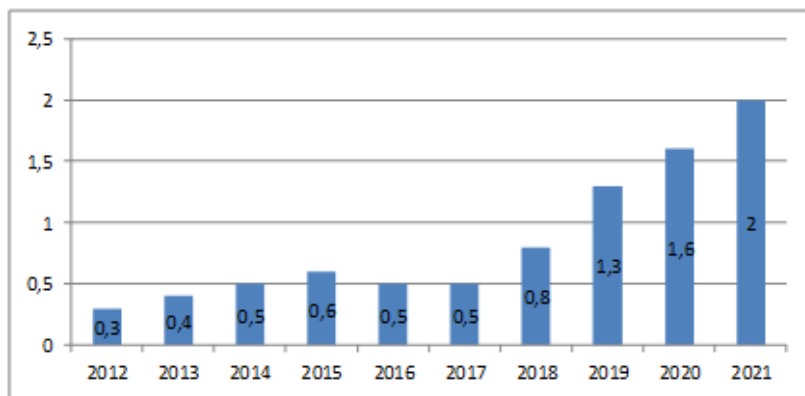


Рис. 14.3. Потребности в пропанте в бассейне Vaca Muerta, млн тонн

Источник: Rystad Energy ShaleWellCube, Rystad Energy research and analysis

Таблица 14.1. Сравнение Vaca Muerta и сланцевых бассейнов США

Плей	Содержание органического углерода (total organic carbon), %	Мощность пласта, м	Проницаемость резервуара, psi
Vaca Muerta	3–10	30–450	4500–9500
Barnett	4–5	60–90	3000–4000
Haynesville	0,5–4	60–90	7000–12000
Marcellus	2–12	10–60	2000–5500
Eagle Ford	3–5	30–100	4500–8500
Wolfcamp (Permian)	3	200–300	4600

Источники: EIA, YPF

ПЛАНЫ КОМПАНИЙ

Прогнозы Rystad Energy относительно роста добычи сланцевых углеводородов в бассейне Vaca Muerta уже начинают сбываться. По оценке Омара Гутьерреса, губернатора провинции Неукен, за последние десять лет в освоение Vaca Muerta было вложено 40 млрд долл., в 2019 г. инвестиции составят 5,4 млрд долл., в 2020-м — по меньшей мере 5,9 млрд долл.¹⁷¹

В декабре 2018 г. Shell объявила о расширении операций в Аргентине, о начале первого массового бурения скважин на сланцевых формациях за пределами США. С аналогичным заявлением в июне 2018 г. выступила и ExxonMobil.

Более того, в июне 2019 г. эти компании отправили на экспорт первые партии легкой нефти и газоконденсата, добытых на Vaca Muerta. Ожидается, что объем поставок в ближайшие годы существенно возрастет — только экспорт аргентинской нефти в 2020 г. должен достичь 70 тыс. барр./сут. Несмотря на столь скромные объемы, это является хорошим знаком, свидетельствующим о том, что потраченные инвестиции начинают приносить отдачу. В результате Аргентина возвращается в число мировых нетто-экспортеров углеводородных ресурсов, каковым она являлась десятилетие назад¹⁷².

В свою очередь, корпорация Chevron заявила в марте 2019 г., что она не намерена ограничиваться реализацией уже упомянутого совместного с YPF проекта по освоению месторождения Loma Campana. На данном участке уже получены неплохие результаты. Так, себестоимость добычи снижена до 11 долларов за бнэ, а средняя длина скважины достигла 7500 футов (2286 метров). Оценка конечной суммарной добычи (estimated ultimate recovery) на Loma Campana

¹⁷¹ Gutiérrez: «Vaca Muerta es y necesita ser política pública»// Télam 16.05.2019 <https://www.telam.com.ar/notas/201905/358743-omar-gutierrez-amcham-vaca-muerta.html>

¹⁷² Jonathan Gilbert Vaca Muerta finally produces oil, a century after its discovery// WorldOil 25.06.2019

с 2016 г. увеличилась на 80 %, а удельные затраты на разработку уменьшились на 45 %. В 2019 г. на этом месторождении планируется пробурить еще 60–70 горизонтальных скважин, а также повысить эффективность гидроразрыва пласта.

Используя опыт, полученный в рамках совместного предприятия с YPF, Chevron намерена расширить свою деятельность в бассейне Vaca Muerta. Речь идет об освоении месторождений El Trapial, Loma de Molle Norte и Narambuena, расположенных в северной части нефтегазоносной провинции. По оценке исполнительного вице-президента по сектору upstream компании Chevron Джея У. Джонсона, эти три зоны могут содержать ресурсы объемом до 2 млрд бнэ (280 млн тнэ). Уже в 2019 г. планируется запустить пилотную программу исследований на площади около 655 кв. км. В перспективе на указанных объектах может быть пробурено до 2 тыс. скважин.

В целом в период 2019–2023 гг. Chevron планирует инвестировать в нефтегазовые проекты по всей Аргентине 4–5 млрд долларов. С использованием 18 буровых установок до 2023 г. планируется пробурить в бассейне Vaca Muerta 1700 скважин¹⁷³.

Интерес к аргентинскому сланцевому бассейну проявляют и небольшие компании. Например, мексиканская Vista Oil & Gas готова инвестировать миллиарды долларов в изучение и разработку участка, прилегающего к осваиваемому Chevron месторождению Loma Comana.

Американская независимая компания Amos Global Energy, созданная бывшим главой подразделения Chevron по Африке и Латинской Америке Али Мошири (именно он в свое время заключал соглашение о совместном предприятии с YPF), также намерена инвестировать в освоение Vaca Muerta. Подробности пока не разглашаются, но А. Мошири сообщил, что возможно, его компания будет действовать в альянсе с Gas y Petroleo del Neuquen (GyP), государственной нефтяной компанией аргентинской провинции Неукен (где, напомним, располагается основная часть данного сланцевого поля)¹⁷⁴.

Однако для дальнейшего увеличения добычи сланцевой нефти в Аргентине необходимо решить ряд важных проблем. Прежде всего, это расширение действующей инфраструктуры, включая дороги и трубопроводы. Кроме того, власти страны должны создать благоприятный режим для инвестиций в нефтяную отрасль. Одно из требований отраслевого лобби заключается в снятии барьеров для экспорта сырья. Для этого необходимо, во-первых, отменить положение, согласно которому местные нефтеперерабатывающие заводы имеют приоритет при поставках сырья по сравнению с экспортом. А во-вторых, снизить или отменить экспортные пошлины на нефть.

¹⁷³ Christopher Lenton Chevron Announces Vaca Muerta Pilot as Argentina Natural Gas Market Develops// Natural Gas Intelligence 5.03.2019 <https://www.naturalgasintel.com/articles/117620-chevron-announces-vaca-muerta-pilot-as-argentina-natural-gas-market-develops>

¹⁷⁴ Former Chevron Boss Sets Sights On Vaca Muerta// Newsbase 19.03.2019 <https://newsbase.com/topstories/former-chevron-boss-sets-sights-vaca-muerta>

ГАЗОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ VACA MUERTA

Перспективы освоения Vaca Muerta связаны не только с нефтью, но и с природным газом. С 1990 по 2007 г. Аргентина была чистым экспортером газа. Однако за последние 12 лет она импортирует значительные объемы данного энергоресурса как по трубопроводам (в основном из Боливии), так и в виде СПГ. Поставки сжиженного газа осуществляются с помощью плавучего судна хранения и регазификации (FSRU).

Но освоение Vaca Muerta может коренным образом изменить эту ситуацию. По оценкам геологов, ее технически извлекаемые ресурсы природного газа достигают 308 трлн куб. футов (около 11 трлн куб. м). На долю этого бассейна по итогам 2018 года пришлось чуть меньше четверти (23 %) от общего объема валовой добычи природного газа в стране. В декабре 2018 года производство газа на «Мертвой корове» превысило 1 млрд куб футов (28 млн куб. м) в сутки. Рост добычи сланцевого газа в бассейне Vaca Muerta частично компенсировал снижение производства на традиционных зрелых месторождениях Аргентины¹⁷⁵.

Благодаря росту добычи страна возобновила экспорт природного газа по трубопроводам в соседние Чили и Бразилию. Более того, 6 июня 2019 года с плавучей установки сжижения (Floating liquefied natural gas, FLNG) Tango, стоящей на якоре в порту Баия-Бланка на атлантическом побережье страны, была отгружена на экспорт первая партия СПГ.

Природный газ транспортируется из бассейна Vaca Muerta до FLNG по трубопроводу, который ранее использовался для перекачки регазифицированного сырья с FSRU, также пришвартованного в Баия-Бланке.

Мощность установки Tango составляет 500 тонн в сутки. Планируется, что она сможет обеспечить отгрузку до восьми товарных партий в год. Однако будущий рост экспорта СПГ потребует дополнительных инвестиций в наземные объекты по сжижению и трубопроводную инфраструктуру или использования дополнительных плавучих судов по производству СПГ. Рассматриваются два варианта строительства СПГ- терминалов — на тихоокеанском побережье Чили или на атлантическом побережье Аргентины. Стоимость любого из этих вариантов предварительно оценивается в 5 млрд долларов. Не исключается и возможность реализации сразу двух этих проектов.

Если эти планы будут реализованы, то, по оценкам Wood Mackenzie, крупномасштабное производство СПГ начнется в 2024 г. и составит 6 млн т в год. А к 2030 г. оно увеличится до 10 млн т в год¹⁷⁶. В результате Аргентина сможет занять свою нишу на азиатском рынке СПГ, создав серьезную конкуренцию США, которые также нацеливают поставки своего сланцевого газа именно

¹⁷⁵ EIA: Growth in Argentina's Vaca Muerta shale, tight gas production leads to LNG exports //WorldOil 12.07.2019

¹⁷⁶ Argentina LNG exports positioned to meet peak demand in Asia //Wood Mackenzie 13.06.2019 <https://www.woodmac.com/press-releases/argentina-lng-exports-positioned-to-meet-peak-demand-in-asia/>

на этот рынок. Ожидается, что поставки газа из Аргентины в АТР будут осуществляться быстрее и с более низкой себестоимостью, чем из США, поскольку газозаводам не придется преодолевать узкий Панамский канал.

Еще одно преимущество Аргентины в качестве экспортера СПГ заключается в том, что поскольку это государство располагается в южном полушарии, пики потребления газа на его внутреннем рынке и в АТР находятся в противофазе. То есть Аргентина может направлять на экспорт в сжиженном виде те объемы газа, которые в данный момент оказываются невостребованными внутри страны и одновременно пользуются повышенным спросом на азиатском рынке (и могут быть реализованы с сезонной премией).

Некоторые азиатские игроки уже активно работают в сланцевой индустрии Аргентины. Как отмечалось выше, Petronas участвует в совместном с YPF предприятии La Amarga Chica. В свою очередь, китайская CNOOC через свою дочернюю компанию Pan American Energy участвует в проекте Aguada Pichana Oeste. В последнее время интерес к Аргентине проявляет и Qatar Petroleum, приобретая долю в бизнес-подразделении ExxonMobil в этой стране, а также участвующая в разведке на шельфе.

Поставки СПГ за рубеж не только позволяют получить дополнительные прибыли, но и решают и главную проблему газовой отрасли Аргентины, связанную с цикличностью спроса. Сегодня внутреннее производство газа в стране в теплое время года (с октября по апрель) превышает потребление, а в холодный период (с мая по сентябрь) оно, наоборот, недостаточно для удовлетворения внутреннего спроса. Поэтому в первом случае приходится закрывать часть промыслов, а во втором — прибегать к импорту. При этом в Аргентине нет природных резервуаров, пригодных для хранения газа, а их строительство потребовало бы значительных инвестиций. В этих условиях организация экспорта СПГ является наиболее эффективным решением.

ГАЗОВАЯ РЕФОРМА

Но, как и в случае с нефтью, для эффективной реализации новых газовых проектов в Аргентине необходима реформа внутреннего рынка. И она уже осуществляется. Когда в 2015 г. к власти в стране пришел президент Маури시오 Макри, одной из его главных задач в экономической сфере стала «нормализация» энергетического рынка страны.

В принятом правительством Макри «Энергетическом плане Аргентины» выделены шесть основных целей:

1. Удвоение производства природного газа в течение пяти лет, доведение его до уровня 260 млн куб. м (9,2 млрд куб. футов) в сутки, экспорта — до 100 млн куб. м (3,5 млрд куб. футов) в сутки.
2. Удвоение добычи нефти в течение пяти лет, доведение его до 1 млн барр./сут., экспорта — до 500 тыс. барр./сут.

3. Создание 500 тыс. новых рабочих мест, связанных с освоением бассейна Vaca Muerta.
4. Укрепление торгового баланса Аргентины путем получения дополнительного дохода от экспорта энергоресурсов в объеме 15 млрд долл. в год с 2023 года.
5. Развитие потенциала возобновляемой энергетики, доведение ее доли в производстве электроэнергии в стране до 20 % к 2025 году.
6. Обеспечение за счет увеличения предложения энергоресурсов конкурентоспособного в мировом масштабе уровня цен для предприятий малого и среднего бизнеса, промышленного и транспортного секторов¹⁷⁷.

Одним из ключевых моментов энергетической стратегии Макри является реформа газового рынка. Ранее в соответствии с Законом о чрезвычайном экономическом положении от 2002 г. рынок газа страны жестко регулировался федеральным правительством, а цены на газ в значительной степени субсидировались. Макри начал постепенно сокращать государственное вмешательство, восстанавливая свободный рынок и конкурентное ценообразование.

В частности, в 2016 г. начался рост регулируемых цен для энергетических и распределительных компаний, а субсидии для конечных пользователей стали снижаться. В 2017 г. в целях стимулирования внутренней добычи газа Министерство энергетики ввело ценовой стимул для разработки сланцевого газа и газа плотных коллекторов. В мае 2018 г. Макри подписал соглашение с президентом Чили Себастьяном Пиньерой, согласно которому начался свободный экспорт газа в соседнюю страну. В ноябре 2018 г. правительство разрешило тепловым электростанциям свободно закупать топливо — ранее они были обязаны приобретать его исключительно у национального оператора Cammesa¹⁷⁸.

В феврале 2019 г. были проведены первые два аукциона на заключение контрактов между производителями газа и распределительными компаниями, что стало первым шагом на пути к рыночному механизму ценообразования. «Несмотря на сохраняющиеся проблемы, новая аукционная площадка предусматривает прозрачный и легитимный механизм формирования рыночных цен, позволяющий производителям и покупателям планировать свой бизнес и будущие инвестиции», — отмечает аналитик Wood Mackenzie Майро Чавес.

Одной из основных задач, стоящих сегодня перед Аргентиной, является создание развитой газотранспортной инфраструктуры. «Результаты наших моделей газовых потоков показывают, что будет недостаточно газопровода от Неукена до Сан-Николаса протяженностью 1 тыс. км и стоимостью 2 млрд долларов, строительство которого запланировано к 2022 г. Для наращивания добычи на Vaca Muerta и увеличения экспорта газа в Чили и Бразилию необхо-

¹⁷⁷ Plan energetico de Argentina https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf

¹⁷⁸ Macri reforms reshape Argentina's gas sector// Wood Mackenzie 28.02.2019 <https://www.woodmac.com/press-releases/argentina-gas-market/>

димо дальнейшее расширение трубопроводной системы на других участках», — отмечает М. Чавес¹⁷⁹.

Но нельзя не отметить, что газовые реформы Макри, с одной стороны, открывающие большие долгосрочные перспективы для Vaca Muerta, с другой стороны, привели к кратковременным негативным последствиям для освоения этого углеводородного бассейна. Дело в том, что отмена в январе 2016 г. субсидий на газ привела к чрезвычайно резкому росту тарифов на этот энергоноситель: на 2000 % для населения и на 1600 % для промышленных потребителей! В итоге в 2017 г. в стране был зафиксирован самый низкий уровень потребления газа за последние 15 лет. Столь резкая реформа привела к тому, что ряд газовых компаний был вынужден свернуть свои инвестиционные планы в бассейне Vaca Muerta, поскольку под вопросом оказалась их окупаемость в новых условиях (в связи с отсутствием достаточного платежеспособного спроса на внутреннем рынке).

В ЦЕНТРЕ ПОЛИТИЧЕСКИХ БАТАЛИЙ

Освоение бассейна Vaca Muerta может не только снизить (или вообще свести к нулю) зависимость Аргентины от импорта углеводородного сырья, но и дать мощнейший импульс развитию всей экономики страны. По оценкам экспертов Биржи Розарио (третий по величине город Аргентины), экспорт углеводородов с месторождений Vaca Muerta может принести стране доходы, эквивалентные поступлениям от экспорта продукции растениеводства: зерна, муки, растительного масла и биодизеля. Так, в 2023 г., при условии, что 40 % добываемого в бассейне сырья будет отправляться за рубеж, экспорт может принести 8,2 млрд долл. А к 2030 г. этот показатель может достичь 25 млрд долл. Но это произойдет только при условии, если будут осуществлены необходимые инвестиции в развитие инфраструктуры, транспорта, логистики и в технологии, позволяющие оптимизировать себестоимость производства сырья¹⁸⁰.

Неудивительно, что перспективы освоения бассейна Vaca Muerta стали одной из центральных тем политических дискуссий в ходе предвыборных кампаний в Аргентине — на региональном и федеральном уровне.

В марте 2019 г. прошли выборы губернатора провинции Неукен. Эта политическая фигура может оказать достаточно большое влияние на перспективы освоения сланцевого бассейна, поскольку именно от позиции губернатора во многом зависит формирование инвестиционного климата и условия

¹⁷⁹ Christopher Lenton Chevron Announces Vaca Muerta Pilot as Argentina Natural Gas Market Develops// Natural Gas Intelligence 5.03.2019 <https://www.naturalgasintel.com/articles/117620-chevron-announces-vaca-muerta-pilot-as-argentina-natural-gas-market-develops>

¹⁸⁰ Vaca Muerta y los desafíos para convertirse en el “segundo campo argentino”// Infobae 19.06.2019 <https://www.infobae.com/campo/2019/06/25/vaca-muerta-y-los-desafios-para-convertirse-en-el-segundo-campo-argentino/>

соглашений о разработке углеводородных месторождений, заключаемых с зарубежными и местными компаниями.

Действующий губернатор Омар Гутьеррес представляет партию Народное движение Неукена (*Movimiento Popular Neuquino*, MPV), которая находится у власти в регионе с момента восстановления демократии в стране в 1983 г. В течение первого четырехлетнего срока Гутьерреса на посту губернатора (2015–2019 гг.) правительство провинции Неукен активно выступало за политику, способствующую развитию *Vaca Muerta*. В частности, оно лоббировало федеральные преференции производителям, стремилось к четкому соблюдению условий инвестиционных соглашений, способствовало развитию газовой инфраструктуры.

Команда Омара Гутьерреса поддерживает хорошие рабочие отношения с администрацией президента Аргентины Макри. При этом немаловажно, что партии MPV традиционно удается ладить с президентами, представляющими различные политические спектры. Поэтому эксперты предполагают, что именно Гутьеррес способен смягчить возможные негативные последствия для освоения *Vaca Muerta* в случае изменений энергетической политики на федеральном уровне в результате прихода к власти нового президента.

Основным оппонентом Омара Гутьерреса на губернаторских выборах стал Рамон Риосоко. Он является сторонником Кристины Фернандес де Киршнер, бывшего президента Аргентины (2007–2015 гг.) и вдовы Нестора Киршнера, другого экс-президента (2003–2007 гг.). Эксперты прогнозировали, что в случае его победы в регионе ухудшатся условия деятельности для зарубежных и частных аргентинских нефтегазовых компаний. Ожидалось также осложнение взаимоотношений между региональным и федеральным правительствами, что не могло бы не отразиться на динамике освоения сланцевого бассейна.

Третьим основным кандидатом был мэр города Неукен Орасио Кирога, являющийся сторонником президента Аргентины Маурисио Макри. Предполагалось, что его победа приведет к продолжению нынешней энергетической политики в регионе. На эту фигуру делали ставку представители деловой элиты провинции, не связанные с правящей партией MPV. Вместе с тем, на рейтинг Кироги отрицательно повлияла низкая популярность в Неукене самого президента Макри (в том числе в связи с упомянутыми негативными последствиями газовой реформы)¹⁸¹.

В итоге победу одержал все же Омар Гутьеррес (новый срок его губернаторства начнется 10 декабря 2019 г.). Однако региональные выборы можно рассматривать лишь как репетицию к главному сражению — выборам президента страны, которые должны состояться 21 октября 2019 года.

¹⁸¹ Baker Institute The Battle for the Future Of Argentina's Vaca Muerta: Neuquén's 2019 Gubernatorial Election// Forbes 27.02.2019 <https://www.forbes.com/sites/thebakersinstitute/2019/02/27/the-battle-for-the-future-of-argentinas-vaca-muerta-neuquens-2019-gubernatorial-election/#771812906ba0>

ЧЕЙ ПИРОГ?

В ходе общенациональной предвыборной кампании основная схватка разворачивается между действующим главой государства Маурисио Макри и кандидатом Альберто Фернандесом, сторонником бывшего президента Кристины Фернандес де Киршнер (которая баллотируется на пост вице-президента).

По сути, речь идет о длящемся уже много десятилетий противоборстве между адептами левой протекционистской и либеральной политики. Основателем и идеологом аргентинского протекционизма являлся Хуан Доминго Перон (1895–1974), президент страны в 1946–1955 гг. и 1973–1974 годах. Его последователи, так называемые перонисты (к числу которых относится и чета Киршнеров), рассматривают свою идеологию как третий путь, отличный от капитализма и социализма. При этом перонизм подается как альтернатива неолиберализму. Отсюда — повышенное внимание механизмам государственного управления экономикой и ставка на государственные компании.

В свою очередь, действующий президент Маурисио Макри, претендующий на новый президентский срок, является представителем либерально-консервативной партии «Республиканское предложение» (Propuesta Republicana, PRO). Он склонен прислушиваться к рекомендациям МВФ и готов к непопулярным рыночным реформам, в том числе в энергетике.

Безусловно, оба политических лагеря видят в Vaca Muerta огромные перспективы для национального ТЭК и экономики в целом. Но как, кем и в чьих интересах будет осваиваться этот бассейн? Здесь уже начинаются разногласия. Перонисты отдают приоритет государственным компаниям, прежде всего в лице YPF. Напомним, в 2012 г. по инициативе Кристины Фернандес де Киршнер была проведена национализация этой компании, был принят закон о принудительном выкупе 51 % ее акций у испанской Repsol. Данный шаг был назван многими экспертами экспроприацией и вызвал протесты испанской стороны. Президент страны обосновала свои действия тем, что Repsol вкладывала в геологоразведку всего 0,2 % прибыли YPF и в результате запасы компании катастрофически сократились (на 54 % по нефти и на 97 % по газу), добыча упала и страна в 2011 году впервые за 90 лет импортировала больше углеводородного сырья, чем извлекла на своей территории.

Поэтому нетрудно предположить, что в случае победы перонистов на президентских выборах к деятельности иностранных корпораций в бассейне Vaca Muerta будут относиться, мягко говоря, с повышенным вниманием. Иными словами, федеральное правительство попытается установить над ними жесткий контроль и вряд ли будет склонно предоставлять им дополнительные преференции.

В случае же переизбрания Маурисио Макри можно ожидать продолжения нынешней энергетической политики, предусматривающей открытые двери для иностранных инвесторов и создание стимулов для увеличения добычи сырья силами частных компаний. Так, в ходе одного из своих предвыборных

выступлений Макри заявил: «Аргентина будет ускорять процесс (освоения сланцевых ресурсов), который позволит занять ей то место, которое она заслуживает...». Он напомнил, что страна входит в четверку ведущих государств по объему имеющих сланцевых углеводородных ресурсов. «Мы преодолели трудности, связанные с развитием добычи нетрадиционного сырья. То, чего мы добились, должно быть ускорено. Потому что, если этого не произойдет, мы останемся за бортом», — отметил президент.

Вместе с тем, Макри подчеркнул, что необходимо искать «сбалансированные и прозрачные механизмы развития» в процессе освоения «Мертвой коровы». И недвусмысленно намекнул, что лишняя спешка здесь неуместна. «Похоже на то, что кто-то хочет съесть торт еще до того, как он испечен. Или его хотят съесть те, кто вовсе не приглашен на вечеринку», — прибег к образному сравнению президент страны¹⁸².

Кандидат в вице-президенты, сенатор от штата Рио Негро Мигель Анхель Пичетто также подчеркнул, что освоение бассейна Vaca Muerte — это уже давно не утопия. Но в то же время он отметил, что необходимо развивать «современный, умный капитализм, который защищает национальную промышленность, экспортирует и открывает рынки».

Нетрудно заметить, что, заявляя о приверженности прежнему курсу по отношению к Vaca Muerta, действующий президент и его сподвижники все же делают реверансы в сторону избирателей, опасющихся «инострannого засилья» в национальной нефтегазодобыче. Упоминания «умного капитализма» и «не съеденного торта» намекают на то, что при освоении богатейшего сланцевого бассейна все же не будут применяться классические неолиберальные подходы, во главу угла будут ставиться национальные интересы. Учитывая недовольство населения последствиями уже проведенных энергетических реформ, такая политическая осторожность выглядит более чем закономерной.

Оппозиция, разыгрывая карту «Мертвой коровы», тоже проявляет известную долю осторожности. Не слышно громких заявлений о возможной национализации активов в этом бассейне. Напротив, звучат уверения в том, что новый президент будет продолжать формирование благоприятного инвестиционного климата в этом сланцевом бассейне. Так, Гильермо Нильсен, экономический советник главного оппозиционного кандидата на президентский пост Альберто Фернандеса подчеркивает, что при освоении Vaca Muerta должны быть созданы такие же благоприятные налоговые условия, как при разработке американского сланцевого бассейна Permian. Он также отметил важность стабильности экономических и правовых условий ведения бизнеса в стране. Другой вопрос, насколько перонистское правительство, в случае победы на выборах Альберто Фернандеса, сможет придерживаться такой стратегии.

¹⁸² Las definiciones políticas que dejó el Precoloquio//Imneuken.com 15.06.2019 <https://www.imneuquen.com/las-definiciones-politicas-que-dejo-el-precoloquio-n637190>

Показательно, что победа Альберто Фернандеса на президентских праймериз 11 августа (он получил 47,1 % голосов избирателей против 32,47 % у действующего президента) мгновенно привела к обвалу курса аргентинского песо на 30 %. То есть инвесторы явно не верят в благие намерения Фернандеса.

Более того, Альберто Фернандес призывает не искать в «Мертвой корове» панацею от всех бед национальной энергетики и экономики. «Все влюбились в Vaca Muerta и пренебрегают всем остальным. Ресурсы Vaca Muerta в один прекрасный день закончатся и надо будет думать о чем-то еще», — заявил он в одном из своих выступлений.

«Несомненно, Vaca Muerta — это большие возможности, но надо делать ставку на все виды энергии в совокупности. Надо развивать производство традиционных ресурсов и возобновляемых видов энергии», — призывает кандидат в президенты. В частности, он упомянул о необходимости сделать ставку на ветровую энергетику и производство биоэтанола. Как напомнил Фернандес, программа по продвижению биоэтанола была принята уже 15 лет назад и в ходе ее реализации были достигнуты большие успехи. В частности, в стране начался выпуск автомобильных двигателей, работающих на биоэтаноле, которые даже экспортируются в Бразилию¹⁸³.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

Помимо ряда политиков, свой осторожный взгляд на перспективы Vaca Muerta высказывают и представители экологических организаций. По их мнению, разработка сланцевых ресурсов Аргентины не только потребует применения опасной для окружающей среды технологии гидроразрыва пластов, но и приведет к увеличению выбросов углекислого газа примерно на 50 млрд тонн.

В частности, как отмечается в исследовании организации Oil Change International, полное извлечение ресурсов сланцевых месторождений Аргентины исчерпает до 15 % общего углеродного бюджета всего мира, который позволяет ограничить глобальное потепление 1,5 °С. Напомним, именно такая цель установлена в Парижском соглашении по климату от 2015 года¹⁸⁴. В связи с этим Комитет ООН по экономическим, социальным и культурным правам рекомендовал аргентинскому правительству «пересмотреть вопрос о крупномасштабной эксплуатации нетрадиционных видов ископаемого топлива путем гидроразрыва пласта в регионе Vaca Muerta для обеспечения соблюдения своих обязательств в области климата»¹⁸⁵.

¹⁸³ Alberto Fernández: «Se enamoraron de Vaca Muerta y descuidaron todo lo demás»// Rio Negro 9.07.2019 <https://www.rionegro.com.ar/alberto-fernandez-se-enamoraron-de-vaca-muerta-y-descuidaron-todo-lo-demas-1033602/>

¹⁸⁴ Debunked: The G20 clean gas myth //Oil Change International 2018 http://priceofoil.org/content/uploads/2018/06/debunked_g20_eng_07_web.pdf

¹⁸⁵ The UN report confirms our position: Fracking needs to come to an end www.opsur.org.ar/blog/2018/11/05/the-un-report-confirms-our-position-fracking-needs-to-come-to-an-end/

По мнению Фернандо Кабреры, координатора аргентинской общественной организации Observatorio Petrolero Sur (OPSur), занимающейся мониторингом энергетического сектора, если Аргентина получит достаточно инвестиций для создания инфраструктуры, то она будет вынуждена полностью разработать бассейн Vaca Muerta. А поскольку крупнейшие международные нефтяные компании уже вступили в игру, подобный сценарий выглядит все более вероятным. В результате сланцевый мегапроект Аргентины подорвет усилия по борьбе с изменением климата, но при этом не принесет тех экономических выгод, которые обещают его сторонники¹⁸⁶.

При этом Аргентина, по мнению эксперта, прилагает усилия на международном уровне для того чтобы «продлить век газа» и тем самым успеть ввести в экономический оборот газовые ресурсы Vaca Muerta. В 2018 г., когда именно Аргентина председательствовала в «Большой двадцатке», в г. Барилоче было принято коммюнике министров энергетики стран G-20, в котором подчеркивается важная роль газа в глобальном энергобалансе. «Мы признаем ключевую роль, которую природный газ в настоящее время играет для многих стран G20, и потенциал расширения его использования в ближайшие десятилетия, поддерживая переход к более низким уровням выбросов со стороны энергетики. Мы будем стремиться к улучшению функционирования, повышению прозрачности и конкурентоспособности газовых рынков по всей цепочке поставок, включая сжиженный природный газ (СПГ) и хранилища. Мы будем поощрять расширение диалога с соответствующими международными организациями по вопросам более эффективного и гибкого использования природного газа», — говорится в документе¹⁸⁷.

Таким образом, век газа будет продолжаться вне зависимости от того, будет ли разработан бассейн Vaca Muerta или нет. И в интересах Аргентины — за счет развития своей сланцевой индустрии занять достойную нишу на глобальном газовом рынке, которая в противном случае будет занята поставщиками из других государств.

Можно сделать вывод о том, что даже в случае создания наиболее благоприятных условий для освоения бассейна Vaca Muerta и реализации наиболее амбициозных планов по добыче сырья в этом регионе Аргентина все равно не выйдет в число мировых лидеров по производству и экспорту углеводородов. Как уже отмечалось, к 2023–2025 гг. максимальный экспорт СПГ из этой южноамериканской страны составит 10 млн т в год. В то же время, по оценкам компании Vygon Consulting, объем мирового предложения СПГ

¹⁸⁶ Ф. Кабрера Аргентина: сланцевый газ не спасет ни экономику, ни климат// Logos Press, Экономическое обозрение № 45 (1259) 07.12.2018 http://logos.press.md/1259_15_2/

¹⁸⁷ G20EnergyMinistersCommuniqué <https://www.meti.go.jp/press/2018/06/20180618005/20180618005-1.pdf>

к 2025 г. достигнет 438 млн тонн¹⁸⁸. То есть на долю Аргентины может прийти чуть более 2 %.

Аргентина также не войдет в число крупнейших поставщиков нефти. Как уже отмечалось, власти страны планируют в течение пяти лет довести производство нефти до 1 млн барр./сут., а его экспорт до 500 тыс. барр./сут. При этом, согласно прогнозам BP, к 2030 г. мировая добыча нефти составит 108 млн барр./сут.¹⁸⁹. То есть на долю Аргентины, при благоприятном стечении обстоятельств, придется лишь 0,9 %.

Однако процесс освоения Vaca Muerta важен по другим причинам. Во-первых, он позволит обеспечить энергетическую самодостаточность одной из крупнейших стран Южной Америки, которая долгое время являлась нетто-импортером углеводородного сырья. Во-вторых, он способен дать мощный импульс всей экономике страны за счет доходов от экспорта нефти и газа, создания новых рабочих мест и развития смежных отраслей.

Наконец, в-третьих, «сланцевая революция» в Аргентине, вслед за американской, создает важный глобальный прецедент. Если она окажется успешной, то это станет важным сигналом для государств, обладающих собственными крупными запасами нетрадиционных углеводородов (к числу которых относятся и Россия). Фактически это может привести к размыванию границ между «традиционными» и «нетрадиционными» ресурсами в плане себестоимости добычи и технологической сложности проектов. А значит, глобальный нефтегазовый комплекс окажется на пороге больших перемен.

¹⁸⁸ Vygon Consulting Мировой рынок СПГ: иллюзия избытка Декабрь 2018 с. 16 https://vygon.consulting/upload/iblock/542/vygon_consulting_lng_world_balance_2018.pdf

¹⁸⁹ BP Energy Outlook 2019 edition p.80 <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>

Глава 15. Сланцевая эволюция Китая

К. С. Летова

В 2011 г. мир облетела новость о том, что сланцевая революция, уже изменившая расстановку сил на глобальном энергетическом рынке, добралась и до Китая. Спустя почти десятилетие в стране было подтверждено свыше 1 трлн куб. м¹⁹⁰[14] геологических запасов газа, созданы регуляторные условия для развития сланцевой газодобычи и построены первые производственные мощности. Однако проблем в новой отрасли пока больше, чем перспектив. Китайскую индустрию сланцевого газа отличает от американской не только геология, но и институциональные и регуляторные особенности. Вопрос о том, сможет ли Китай повторить американский успех, остается открытым.

ЗАПАСЫ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА: РАСЧЕТЫ ИЗ-ЗА РУБЕЖА И КИТАЙСКИЕ ОЦЕНКИ

Поводом для повышенного внимания к китайскому сланцевому газу стало появление данных Управления энергетической информации США, предположивших, что Китай, по-видимому, обладает крупнейшими запасами сланцевого газа — объем вероятных технически извлекаемых ресурсов страны составляет 36 трлн куб. м, что почти в полтора раза превышает аналогичный показатель в США¹⁹¹ [41].

Основываясь на имеющихся результатах геологических исследований и собственных расчетах, американские эксперты пришли к выводу, что наибольшей привлекательностью для сланцевой разработки обладают бассейны Tarim и Sichuan на северо-западе и на юге страны (Рис. 15.1). Резервуары этих бассейнов обладают необходимыми для успешной добычи показателями глубины залегания сланцев, содержанием органического углерода, термической зрелостью и мощностью пластов.

Ранее предполагалось, что география сланцевых месторождений Китая может быть более широкой (Рис. 15.2). Но изучение доступной геологической информации из других бассейнов показало, что их сланцевые залежи обладают недостаточной термической зрелостью и относятся к нефтяным сланцам. Кроме того, сланцевые залежи большинства других бассейнов формировались не в морской, а в континентальной обстановке осадконакопления и отличаются от морских сланцев по структуре. Континентальные залежи относятся к глинистым и обладают большей пластичностью. В отличие от кремнистых сланцев морского генезиса, которые под воздействием гидроразрыва разрушаются,

¹⁹⁰ China Mineral Resources // Ministry of Natural Resources, 2018, URL: <https://www.gov.cn/xinwen/2018-10/22/5333589/files/01d0517b9d6c430bbb927ea5e48641b4.pdf>

¹⁹¹ World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States // EIA DOE (Energy Information Administration), 2011

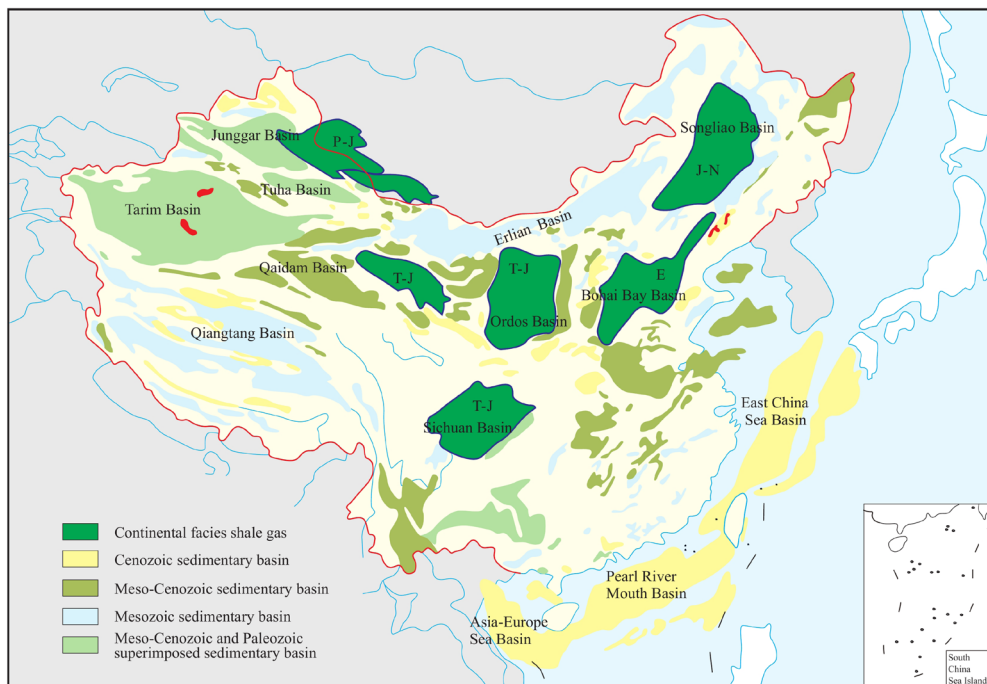


Рисунок 15.1. Континентальные залежи сланцевого газа КНР (темные области)

Источник: China Geology

высвобождая тем самым запасы газа, гидроразрыв глинистого пласта лишь деформирует его, поэтому добыча сланцевого газа из глинистых пород дает гораздо меньшую отдачу.

Управление энергетической информации США — не первая организация, предоставляющая оценку сланцевым ресурсам КНР. Более ранние оценки предполагали, что Китай обладает большими ресурсами сланцевого газа, более поздние, в том числе китайские оценки, наоборот, отличаются большей сдержанностью (Табл. 15.1).

Вопреки распространенному мнению, китайская сторона начала изучать возможности развития сланцевой газодобычи в стране задолго до публикации американских оценок (Рис. 15.3). Китайские компании PetroChina и Sinopec занимались изучением потенциала сланцевых месторождений еще с 2004 года. В 2009 г. на геологоразведочные работы в этой области китайская сторона выделила финансирование и в 2010 г. первые вертикальные скважины Wei-201 и Jian-111 были пробурены в континентальных и морских сланцевых залежах. Тем не менее, именно публикация американских оценок привлекла повышенное внимание к отрасли и привела к активизации международного сотрудничества и расширению деятельности китайских компаний за рубежом.

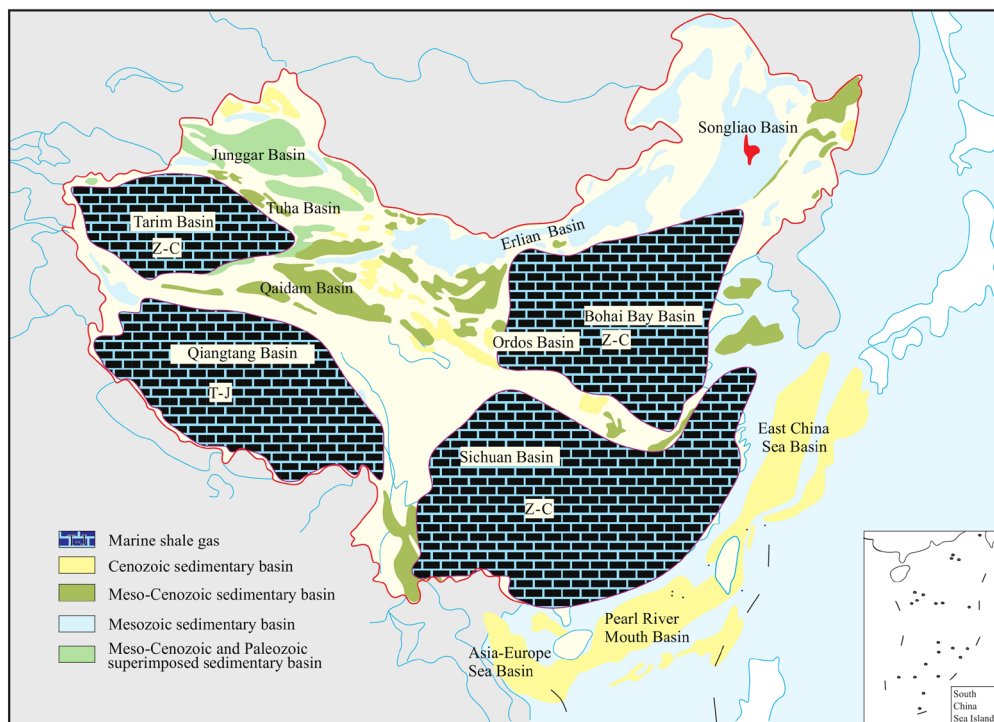


Рисунок 15.2. Морские залежи сланцевого газа КНР

Источник: China Geology



Рисунок 15.3. Основные этапы развития сланцевой индустрии КНР

Источник: NDRC, MLR, Jianghua CHEN (2017) и др.

Таблица 15.1. Объем технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа в Китае, трлн куб. м

Источник	Год публикации	Морские залежи	Переходные залежи	Континентальные залежи	Всего
Министерство земли и природных ресурсов КНР	2018				22
PetroChina (Research Institute of Petroleum Exploration and Development)	2015	8,82	2,37	1,66	12,85
Управление энергетической информации США (EIA)	2013	21,1	6,54	1,91	31,57
Китайская инженерная академия	2012	8,8	2,2	0,5	11,5
Министерство земли и природных ресурсов КНР	2012	8,19	8,97	7,92	25,08
Управление по энергетической информации США (EIA)	2011				36,1
Международное энергетическое агентство (IEA)	2011				26
Shaanxi Yanchang Petroleum Co	2011				31
Национальная энергетическая администрация КНР	2011				26
CNPC	2010				21–45
Китайский университет геологии	2010				26
Институт разведки и добычи нефти, КНР	2008				35
John B. Curtis, Colorado School of Mines	2002				15–30
Rogner	1997				100

2011 год можно считать переломным для развития отрасли: были пробурены первые *горизонтальные* скважины в морских и континентальных сланцевых залежах (201-H1 и Jianye-HF1) а Министерство земли и природных ресурсов КНР (МЗПР КНР) впервые инициировало масштабное Геологическое исследование нетрадиционных ресурсов страны, включающее в себя, помимо прочего, и оценку сланцевых месторождений. До этого долгосрочные прогнозы добычи природного газа в Китае строились без учета сланцев и включали в себя только объемы добычи газа с традиционных месторождений, газа из плотных коллекторов и угольного метана.

По оценке МЗПР КНР, геологические ресурсы сланцевого газа в Китае, расположенные на глубине менее 4500 м составляют 122 трлн куб. м, из них 22 трлн куб. м — технически добываемые ресурсы, 5,5 трлн куб. м — извлекаемые ресурсы, расположенные в регионах с инфраструктурой, приспособленной для добычи газа (в основном в бассейне Сычуань)¹⁹² [25].

Часто цитируемый в СМИ показатель ресурсов в 25–36 трлн куб. м относится к совокупному объему технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа, включающему в себя объемы ресурсов в менее перспективных залежах в переходной и континентальной зоне. Оценки последних больше всего разнятся. Практически все китайские исследователи сходятся на том, что объемы технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа, расположенных в перспективных морских залежах, составляют порядка 8 трлн куб. м (Табл. 15.1) — то есть практически в два раза меньше, чем объемы ресурсов сланцевого газа в США. Для сравнения, по газопроводу Сила Сибири за 30 лет в Китай планируется поставить порядка 1 триллиона кубических метров российского газа¹⁹³ [4].

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА: ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Наиболее интенсивные работы ведутся в районе бассейна Сычуань — геологические запасы сланцевого газа в нем составляют 764 млрд куб. м, включая 600 млрд куб. м в одной из крупнейших в мире формаций сланцевого газа Fuling (провинция Чунцин на юго-западе Китая). На базе формации созданы производственные мощности, позволяющие добывать до 10 млрд кубометров сланцевого газа в год. Добычу ведет Sinopec. Помимо Fuling, компания также разрабатывает блоки Weiyuan-Rongxian, Yongchuan-Rongchang, Qijiang, также находящиеся в провинции Чунцин. В течение 2016–2020 гг. Sinopec планирует инвестировать более 7 млрд юаней (порядка 1 млрд долл.) на разработку блока Yongchuan-Rongchang¹⁹⁴ [35], нарастив мощности по производству сланцевого газа до 2 млрд куб. м к концу 2020 г.

¹⁹² *Jialiang Lu, Suping Zhao, Yuping Sun, Hongjun Tang* (2018) Gas production peaks in China: Research and strategic proposals, Natural Gas Industry B, vol. 5, pp. 371–379

¹⁹³ Встреча с главой компании «Газпром» Алексеем Миллером // Администрация Президента России, 2019, URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/61486>

¹⁹⁴ Sinopec nets new shale deal, Upstream, 2019, URL: <https://www.upstreamonline.com/hardcopy/news/1178518/sinopec-nets-new-shale-deal>

В соседней провинции Сычуань расположено другое крупное месторождение газа, Weiyuan, с разведанными запасами 163,5 млрд куб. м¹⁹⁵ [42]. В 2017 г. из блока Changning-Weiyuan была добыта большая часть сланцевого газа CNPC, а остальное — в блоке Zhaotong (оба блока расположены в бассейне Сычуань). К концу 2017 г. компания эксплуатировала в общей сложности 210 скважин, в течение 2018–2020 гг. планируется нарастить мощности по добычи сланцевого газа до 12 млрд куб. м в год к 2020 г., а к 2025 достичь ежегодных объёмов добычи в 20 млрд куб. м.

Активная разведка сланцевого газа ведется и в бассейне крупнейшей в Китае реки Янцзы. Ожидается, что там будут созданы две крупные базы коммерческого освоения сланцевого газа — одна в районе Цзуньи провинции Гуйчжоу, другая в районе Ичан провинции Хубэй.

В 2016 г. МЗПР КНР сообщило, что Китай сделал многообещающий прорыв на скважине Anye 1 (провинция Гуйчжоу) к юго-востоку от бассейна Сычуань. Это основное открытие сланцевого газа за пределами бассейна Сычуань, показывающее потенциал региона, который до этого считался дефицитным. Важным является тот факт, что в отличие от большинства других месторождений, которые отличает большая глубина залегания (более 3500 м), сланцевый газ на Anye 1 в Гуйчжоу был обнаружен на глубине всего 2600 м¹⁹⁶ [10]. Разведка сланцевого газа в провинции Хубэй также показала хорошие результаты: по сообщениям Министерства природных ресурсов КНР, сделанному в 2017 г., в скважине E'Yue 2, расположенной в городе Ичан было найдено большое количество сланцев на глубине 2686–2719 куб. м.

Всего в 2018 г. в Китае насчитывалось уже около 600 скважин. К 2020 г. CNPC и Sinorec планируют ввести в эксплуатацию ещё 700, к 2025 г. — 1300 новых скважин. Несмотря на некоторые успехи, говорить о полноценном становлении сланцевой индустрии Китае пока рано — добыча (хотя она и ведется на наиболее перспективных месторождениях) пока заметно отстает от намеченных показателей и развивается очень медленно (Рис. 15.4). Цели, поставленные в 12-м пятилетнем плане на 2015 г., остались невыполненными практически на треть, а поставленный план по добыче на 2020 г. был пересмотрен с 60–100 млрд куб. м всего до 30 млрд куб. м¹⁹⁷ [38]. Есть все основания полагать, что за пару лет Китай не сможет кратно нарастить добычу сланцевого газа, поэтому, по всей видимости, и эта цель не будет достигнута.

¹⁹⁵ Xu Yongchang, Shen Ping, Li Yucheng (1992) Natural Gas in Sinian Reservoirs of the Weiyuan Area, Sichuan Province: The Oldest Gas Field in China, Early Organic Evolution: Implications for Mineral and Energy Resources pp. 317–323

¹⁹⁶ By Zheng Xin, Shale gas business firming up in China // China Daily, 2019, URL: <http://www.chinadaily.com.cn/a/201902/14/WS5c64a7f9a3106c65c34e9337.html>

¹⁹⁷ The 13th FYP shale gas development plan (页岩气发展规划) // National energy administration of China, 2016, URL: http://zfxgk.nea.gov.cn/auto86/201609/t20160930_2306.htm

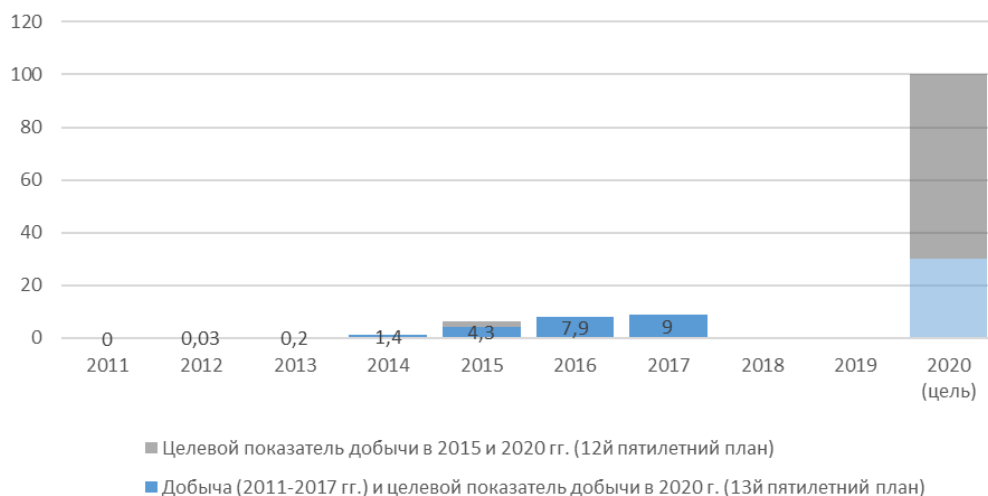


Рисунок 15.4. Фактические объемы и целевые показатели добычи сланцевого газа, млрд куб. м

Источники: расчеты авторов на основе данных Государственной комиссии по реформам и развитию и Национальной энергетической администрации

ОПОРА НА СОБСТВЕННЫЕ СИЛЫ

В разведке и разработке сланцевых месторождений Китай рассчитывает, в первую очередь, на себя. И это, вероятно, в том числе сказывается на темпах развития новой для Китая отрасли.

Пионеры сланцевой индустрии — США, изначально активно поддерживали технологическое и инвестиционное сотрудничество с Китаем в области сланца. В ноябре 2009 г. КНР и США на межгосударственном уровне приняли «Инициативу по китайско-американскому сотрудничеству в сфере сланцевого газа»¹⁹⁸ [39]. Эксперты из американского Министерства энергетики, компаний Chevron и Halliburton оказывали Пекину помощь в составлении стратегии разработки сланцевых месторождений, оценке и разработке проектов освоения сланцевых ресурсов, проводили тренинги для сотрудников трех крупнейших нефтегазовых компаний¹⁹⁹ [6]. Китайская сторона в рамках Инициативы направляла в США сотрудников для обучения американскому опыту.

Итог интенсивных взаимодействий не заставил себя ждать: воодушевившись американскими успехами, китайская сторона перешла к более непосредственному участию в «сланцевой революции». Национальные и независимые

¹⁹⁸ Fact sheet: U.S. — China Shale Gas Resource Initiative // The White House; Office of the Press Secretary, 2009

¹⁹⁹ Хуася Шибao (2011) Гуоця неэнюаньцзюжжан: эяньци кайфа гуйхуа ваньчэнь

нефтяные компании КНР приступили к освоению технологии сланцевой газодобычи, покупая иностранные активы и выступая партнерами компаний, занимающихся разработкой сланцевых залежей²⁰⁰ [2]. Всего за один год в 2011 году на приобретение сланцевых активов за рубежом китайскими компаниями было потрачено более \$ 6 млрд причем по данным СМИ, китайская сторона значительно переплачивала за подобное сотрудничество²⁰¹ [6].

Зарубежные компании, в свою очередь, также обратили свое внимание на Китай. О своем намерении выйти на китайский рынок заявили и такие крупные сервисные компании, как Halliburton, Schlumberger, National Oilwell Varco, Neo Solutions, Beaver, Baker Hughes и др. Мейджоры и крупные нефтяные компании, такие как ExxonMobil, BP, Shell, Chevron, Total, Eni, Hess, NewField также проявили интерес к участию в китайской сланцевой индустрии. В период с 2007 по 2011 гг. китайские Sinopec и CNPC заключили множество меморандумов о взаимопонимании и соглашений о совместной разработке²⁰² [2]. Однако по состоянию на 2019 год ни одна из вышеобозначенных компаний не работала в Китае, вся добыча сланцевого газа в стране ведется китайскими компаниями полностью самостоятельно.

В числе причин, делающих сланцевую газодобычу в стране непривлекательной для иностранцев, находятся своеобразные «правила игры», устанавливаемые китайской стороной для своих зарубежных партнеров. В 2011–2012 гг. автор провел ряд интервью с представителями американских сервисных компаний, рассматривающих для себя возможность выхода на китайский рынок. Представители Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes рассказали, что помимо того, что китайская сторона предлагала сотрудничать на потенциально непривлекательных блоках, она также отказывалась делить риски, платить за лицензии необходимых технологий (китайские компании надеются освоить их самостоятельно, в том числе за рубежом); отказывалась предоставлять доступ к ресурсам (лишь в исключительных случаях, зачастую на условиях обмена активами и технологиями, как с Shell). Иностранные компании привлекались как подрядные организации, часто с условием постоянного наблюдения за их работой китайскими специалистами, что вызывало у иностранцев обеспокоенность о защите прав на интеллектуальную собственность²⁰³ [2]. Распространенной практикой было требование по истечении контракта оставить все завезенное оборудование в Китае.

²⁰⁰ Кушкина (Летова) К. (2012) О перспективах и проблемах разработки сланцевых залежей в Китае, Oil and Gas Journal, URL: <http://www.osp.ru/storage.php?id=61cb7f220733ed9352c3566bcd1e6686>

²⁰¹ Хуася Шибай (2011) Гуоцзя неэнюаньцзючжан: эяньци кайфа гуйхуа ваньчэнь

²⁰² Кушкина (Летова) К. (2012) О перспективах и проблемах разработки сланцевых залежей в Китае, Oil and Gas Journal, URL: <http://www.osp.ru/storage.php?id=61cb7f220733ed9352c3566bcd1e6686>

²⁰³ Кушкина (Летова) К. (2012) О перспективах и проблемах разработки сланцевых залежей в Китае, Oil and Gas Journal, URL: <http://www.osp.ru/storage.php?id=61cb7f220733ed9352c3566bcd1e6686>

Подобные китайские «правила игры» не новы на китайском энергетическом рынке и применяются далеко не только в сланцевой индустрии. Еще в 1980-е годы Дэн Сяопин приводил в пример Советский Союз, который хотя и помогал КНР развивать энергетические ресурсы, со временем перестал это делать, что сделало «опору на собственные силы» важным звеном в поддержании энергетической безопасности страны. Даже рост энергозависимости не изменил этого важного китайского принципа. Бывший сотрудник представительства компании BP в Китае Philip Andrews-Speed в своей книге подробно описывает, как после частичного открытия нефтяного сектора для иностранного участия в 1990-х гг., зарубежным компаниям предлагались самые неперспективные участки, а требования к иностранным компаниям были удивительно схожи с теми требованиями, которые китайская сторона предъявляет партнерам по сланцевым проектам сейчас²⁰⁴ [7].

Из более чем двух десятков компаний, изучающих возможности сотрудничества с Китаем в области разведки и добычи сланцевого газа, до полноценного сотрудничества дело дошло только у Shell, Eni, Total и BP. При этом все они последовательно вышли из соглашений с китайцами буквально спустя год-два после начала совместной работы. Последняя из работавших с китайской стороной компания, BP, вышла из сланцевых проектов в КНР в 2019 г., указывая в качестве причины прекращения сотрудничества разочаровывающие результаты геологоразведки и сложные геологические условия залегания сланцевых залежей²⁰⁵ [31].

МЕРЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ

Поскольку сланцевая индустрия в Китае по сути только зарождается, главной задачей начального этапа развития отрасли является создание благоприятных регуляторных и технологических условий. Китайские власти предприняли целый ряд шагов, направленных на стимулирование развития сланцевой индустрии.

Допуск частных компаний

В течение долгого времени в Китае отсутствовало законодательное толкование того, подпадает сланцевый газ под определение минеральных ресурсов или нет, в результате такие документы как, например, соглашения о совместных разработках, не были защищены законом.

²⁰⁴ *Andrews Speed, P. (2004) Energy Policy and Regulation in the People's Republic of China // UK: Kluwer Law International*

²⁰⁵ *Meng Meng, Chen Aizhu, BP latest oil major to exit China's shale gas after poor drilling results // Reuters, 2019, URL: <https://www.reuters.com/article/us-china-shale-bp/bp-latest-oil-major-to-exit-chinas-shale-gas-after-poor-drilling-results-idUSKCN1RN11R>*

В декабре 2011 г. Госсовет КНР утвердил постановление Минприроды «О применении положений закона о природных ресурсах КНР»²⁰⁶ [4]. Согласно новому постановлению, сланцевый газ Китая относится к независимым полезным ископаемым, что означает, что в разведке и разработке сланцевых месторождений могут участвовать не только государственные, но и частные китайские компании.

Ожидалось, что принятие нового постановления приведет к притоку частных инвестиций в отрасль и благоприятно скажется на ее развитии. Но этого не произошло — ни одна иностранная компания не смогла достичь успеха в развитии сланцевых месторождений и закрепиться в Китае, а частные китайские инвесторы в отрасль так и не пришли. Сервисные работы на месторождениях по-прежнему проводят дочерние предприятия трех крупнейших нефтегазовых компаний Китая и, по всей видимости, в будущем эта ситуация вряд ли изменится.

Ценовая политика

Цены на природный газ в Китае в основном регулируются государством²⁰⁷: центральные власти устанавливают формулу цены, по которой рассчитываются цены на входе в газораспределительные сети (ГРС) и устанавливают тариф на транспортировку газа; местные власти — устанавливают тарифы на распределение и потолок розничных цен для разных категорий потребителей²⁰⁸ [3]. При этом цены на нетрадиционный газ, включая сланцевый, в Китае не регулируются — производители могут сбывать его по договорной цене. В условиях, когда цены на традиционный газ регулируются государством, введение рыночных механизмов для сланцевого газа означает дополнительные стимулы для развития сланцевой индустрии.

Например, в наиболее привлекательной с точки зрения геологии сланцевых залежей провинции Сычуань в настоящее время цена на входе в ГРС устанавливается на уровне 216 долл./тыс. куб. м²⁰⁹. Добываемый в Сычуани газ можно продавать внутри провинции по договорной цене (для сравнения, регулируемая розничная цена в провинции составляет 417 долл./тыс. куб. м²¹⁰).

²⁰⁶ Положение Министерства земли и природных ресурсов: «Синь фасянь куанчжун гунбао»; 03.12.2011

²⁰⁷ За исключением цен на СПГ и нетрадиционный газ

²⁰⁸ Кушкина (Летова) К. (2013) Дешевый газ для Китая закончился: в стране проведена очередная ценовая реформа, Oil and Gas Journal

²⁰⁹ Здесь и далее указана цена франко-газораспределительная сеть (city-gate price), установленная в ноябре 2018 года по курсу \$ 1 = 7,12 юаня

²¹⁰ Розничная цена, установленная в г. Ченду, провинция Сычуань. Здесь и далее указаны розничные цены в крупнейших городах провинции для промышленных и коммерческих потребителей по состоянию на сентябрь 2018 года по курсу \$ 1 = 7,12 юаня

Также можно поставлять сланцевый газ по новым газопроводам в относительно близко расположенные восточные регионы (Шанхай, Цзянсу, Чжэцзян) и южные провинции (Гуандун), где выше и спрос на газ, и регулируемые цены. В таком случае конкурентоспособность сланцевого газа будет достигаться при цене от 400 до 630 долл./тыс. куб. м. и даже выше (поскольку цена на сланцевый газ не регулируется государством, производители имеют возможность сбывать более дорогой газ тем потребителям, которые готовы за него платить). Другими словами, в Китае созданы условия, при которых сланцевая газодобыча может быть прибыльной при себестоимости 200–400 долл./тыс. куб. м. (5–10 долл./МБТЕ).

В целом в Китае сформулированы правила, позволяющие продавать сланцевый по более высоким, рыночным ценам, однако экономика добычи сланцевого газа сильно зависит от баланса спроса и предложения на рынке. Китайский газовый рынок, который долгие годы был дефицитным, больше таковым не является. Избыточное предложение и низкие цены на газ (которые в Китае привязаны к мировым ценам на нефть) могут затормозить развитие сланцевой отрасли.

Субсидии и льготы

Государство пытается стимулировать сланцевую газодобычу за счет субсидий и налоговых льгот. Начиная с 2010 г. на протяжении шести лет правительство выделяло рекордные для отрасли 56 долл. на производство каждой тысячи кубометров сланцевого газа (например, субсидия на развитие проектов производства угольного метана была в два раза ниже).

В ожидании снижения издержек, связанных с развитием технологий и ростом отдачи от масштаба, с 2016 г. правительство начало постепенно сокращать объемы субсидирования. В 2016–2018 гг. субсидия составила 42 долл./тыс. куб. м, а в 2019–2020 гг. — 28 долл./тыс. куб. м. Согласно выпущенному в сентябре 2018 г. Плану устойчивого развития газовой отрасли, субсидии на добычу сланцевого газа будут выделяться как минимум до 2025 г.²¹¹ [32], однако их размер пока не раскрывается.

Центральные власти также установили преференциальную ставку ресурсного налога для производителей сланцевого газа — 4,2 % от выручки (ранее составляла 6 %). Впрочем, эта мера также отстает от преференций, получаемых производителями угольного метана, которые не платят налог на ресурсы и получают полный возврат НДС с реализации.

Несмотря на то, что со стороны объем оказываемой государством поддержки может показаться значительным, целый ряд китайских исследователей указывают на то, что существующие налоговые преференции и суб-

²¹¹ Opinions to Promote the Stable Development of Natural Gas // The State Council, 2018, URL: http://www.gov.cn/zhengce/2018-09/05/content_5319586.htm

сидии недостаточны и малоэффективны для стимулирования сланцевой отрасли^{212, 213, 214} [28, 44, 8].

ПРОБЛЕМЫ

Несмотря на попытки китайских властей создать благоприятные для развития сланцевой индустрии регуляторные условия, проблемы, стоящие перед отраслью, пока явно перевешивают перспективы.

Геология и технологии

Ключевой проблемой является сложная геология и отсутствие необходимых технологий добычи.

Около 80 % формаций сланцевого газа Китая расположены на глубине более 3500 метров, что делает применение гидроразрыва пласта невозможным. С глубиной падает экономическая эффективность добычи. Наиболее крупные и перспективные месторождения сланцевого газа располагаются в горных районах Китая или вблизи крупных рек, что часто затрудняет или вовсе делает невозможными транспортировку частей оборудования, строительство объектов инфраструктуры, а иногда и саму добычу.

При этом различия в геологических условиях делает применение существующих американских технологий добычи в Китае невозможным или как минимум требует существенной трансформации этих технологий. Разницей в геологических условиях объясняется и разброс в оценках запасов. Ввиду отсутствия данных разведочного бурения американские эксперты исходили из предположения, что китайские сланцы по структуре и содержанию газа схожи с американскими, что пока не подтверждается. Данные разведочного бурения, проведенного в наиболее перспективной с точки зрения геологии провинции Сычуань показывают, что по крайней мере на тех участках, где было произведено бурение, сланцевые пласты старше, обладают в два-три раза меньшей пористостью, содержат меньшее количество газа, а также в 2–3 раза менее мощные, чем в США (табл. 15.2)²¹⁵ [5]. Эти данные подтверждают опубликованную ранее информацию о том, что из одной тонны китайской породы можно добыть менее половины объемов газа, получаемого из тонны американского сланца²¹⁶ [22].

²¹² Liu, N. N. (2014) The choice of fiscal and tax policies to promote the development of shale gas industry in China, *Taxation Research* vol. 20, pp. 21–24.

²¹³ Zhao, Y. C. (2015) Analysis on comparison between the development and preferential policies of shale gas and coalbed methane, *China Coalbed Methane*, vol. 12, pp. 43–47.

²¹⁴ Aolin Leng, Zihan Liu, Guangyuan Xing, Yixin Li (2019) China's Investment Incentive Strategy for Shale Gas Development, *Emerging Markets Finance and Trade*, vol. 55

²¹⁵ Презентация CNPC // US-China oil and gas industry forum, 2011, Чэнду, Китай

²¹⁶ Is China Entering A Shale Gas Boom? // Forbes, 2011

Китайская сторона освоила и разработала целый ряд технологий добычи и разведки сланцевых месторождений, таких как технология горизонтального бурения, технология определения продуктивного интервала; технология оптимизированного распределения скважин на территории месторождения для предотвращения обрушения породы с максимальным возможным объёмом добычи с каждого месторождения и др.²¹⁷ [29]. Однако именно от того, смогут ли китайские компании развить технологии добычи сланцевого газа из залежей глубокого залегания и зависит будущее сланцевой индустрии Китая^{218, 219, 220} [27, 33, 19].

Таблица 15.2. Сравнительные характеристики сланцевых залежей США и Китая (Sichuan)

Показатели / месторождение (скважина)	Bar- nett	Mar- cell	Eagle Ford	Hay- ness- wille	Wei-201		Ning-201	Ning-203
					Long- maxi	Quiong zhusi	Longmaxi	
Глубина (м)	2286	2134	3505	3658	1503– 1543	2652– 2704	2479– 2525	
Мощность (м)	91	107	76	69	39.7	52	46	33.4
Температура	93	54	168	171	65	95		
Содержание органического углерода (%)	4.5	4,4-7	4.5	3	3.2	2.9	2,8–3,2	2,8–3,2
Ro (%)	2	1,23– 2,56	1.5	2.2				
Пористость (%)	6	4,6–11,1	11	10	4	2.2	3–6	2–6
Общее содер- жание газа (куб.м/т)	8,5– 9,9				1,7– 4,5	1,1–2,8	1,72–3,5	3,5–6,5
Адсорбция газа (%)	35	50	20	18	45	46	0,6–1,3	1–1,6
Давление (Мпа)	27.6	27.6	35.8	58.6	15.3	28.2	51	

Источник: Кушкина (Летова) К. (2012) О перспективах и проблемах разработки сланцевых залежей в Китае, Oil and Gas Journal

²¹⁷ Ma Xinhua, Xie Jun (2018) The progress and prospects of shale gas exploration and development in southern Sichuan Basin, SW China, Petroleum Exploration and Development, vol. 45, pp. 172–182

²¹⁸ Liao, Songze (2019), Research progress of water-based mud on shale gas in China, AIP Conference Proceedings, Melville, vol. 2122

²¹⁹ Shengxiang Long, Dongjun Feng, Fengxia Li, Wei Du (2018) Prospect analysis of the deep marine shale gas exploration and development in the Sichuan Basin, China, China Geology, vol. 1, pp. 257–272

²²⁰ Dong Wei, Hongyuan Liu, Kai Shi (2019) What are the key barriers for the further development of shale gas in China? A grey-DEMATEL approach, Energy Reports, vol. 5, pp. 298–304

Водные ресурсы

Другая важнейшая проблема — проблема доступа к водным ресурсам. Один из двух потенциально привлекательных бассейнов, Тарим, является пустыней, а развитие сланцевой газодобычи требует огромных водных ресурсов (от 24 500 куб. м²²¹ [26] до 34 000 куб. м²²² [11] воды на одну скважину). Именно по этой причине добычу сланцевого газа было решено начать с бассейна Сычуань, где к существующим скважинам по трубопроводам подводится речная вода.

По подсчётам исследователей, для достижения цели по добыче сланцевого газа 2030 года, понадобится 792 млн куб. м воды. Крупнейшим потребителем пресной воды является аграрный сектор (62 % внутренних водных ресурсов), поэтому существенный рост потребления в других областях хозяйственной деятельности может нанести значительный урон аграрному хозяйству и повлиять на всю хозяйственную деятельность Китая²²³ [20]. Хотя отдельные исследователи²²⁴ [26] считают, что ежегодная потребность в воде для разработки сланцевого газа будет незначительной по сравнению с общим региональным водоснабжением, они подтверждают, что с учётом использования воды в других секторах жизнедеятельности, разработка сланцевого газа в будущем может быть ограничена именно наличием пресной воды.

Пока используемая при ГРП вода подается в места добычи по трубопроводам. Сооружение дополнительной инфраструктуры удорожает себестоимость освоения месторождений, но является более приемлемым по сравнению с транспортировкой воды в танкерах — этот способ настолько дорогой, что признан непригодным для бурения горизонтальных скважин (доступен только для вертикальных). Возможности использования еще одного способа, связанного с бурением водяных скважин, также пока неопределены — приток воды должен быть не менее 100 куб. м/ч²²⁵ [5] и пока неизвестно, смогут ли водяные скважины в Китае его обеспечить.

В январе 2019 г. китайская газета South China Morning Post опубликовала статью о том, что в Китае был разработан «энергетический стержень»,

²²¹ Jianliang Wang, Mingming Liu, Yongmei Bentley, Lianyong Feng, Chunhua Zhang (2018) Water use for shale gas extraction in the Sichuan Basin, China, Journal of Environmental Management, vol. 226, pp. 13–21

²²² Caineng Zou, Yunyan Ni, Jian Li, Andrew Kondash, Rachel Coyte, Nancy Lauer, Huiying Cui, Fengrong Liao, Avner Vengosh (2018) The water footprint of hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China, Science of The Total Environment, vol. 630, pp. 349–356

²²³ Feng Hu; Debra Tan (2018) No Water No Growth // China Water Risk URL: <http://www.chinawaterrisk.org/wp-content/uploads/2018/09/CWR-Report-No-Water-No-Growth.pdf>

²²⁴ Jianliang Wang, Mingming Liu, Yongmei Bentley, Lianyong Feng, Chunhua Zhang (2018) Water use for shale gas extraction in the Sichuan Basin, China, Journal of Environmental Management, vol. 226, pp. 13–21

²²⁵ Презентация CNPC // US-China oil and gas industry forum, 2011, Чэнду, Китай

способный многократно создавать контролируемые концентрированные ударные волны, разрывающие сланцевую породу²²⁶ [23]. Новый метод позволяет осуществлять гидроразрыв с меньшим количеством воды (она нужна только для охлаждения стержня). Однако он требует колоссальных энергозатрат, и, что самое главное, задействует технологии ядерного взрыва, риски применения которых крайне велики и еще не опробованы. По сообщениям прессы, энергетический стержень пока прошел испытания только в лабораторных условиях. Как показывает американский опыт, закачка воды в пласты в сейсмически активной зоне при определенных обстоятельствах может привести к провоцированию землетрясений²²⁷ [18], поэтому даже в случае успешного опробования новой технологии, ее применение в промышленных масштабах маловероятно.

Провинция Сычуань, в которой планируется опробовать новую технологию, относится к одной из самых сейсмоопасных провинций страны. В 2008 г. в результате разрушительного землетрясения в провинции погибло и пропало без вести свыше 100 тысяч человек. В феврале 2019 г. серия землетрясений магнитудой до 4,9 вновь потрясла провинцию. Погибло 2, ранено 12 человек, пострадало свыше 11 000 домов. Тысячи жителей вышли на улицы, протестуя против применения ГРП. Компания CNPC была вынуждена временно прекратить добычу сланцевого газа в регионе²²⁸ [17].

Протесты местных жителей

В отличие от многих американских регионов добычи (таких, как Северная Дакота или северные и центральные районы Пенсильвании), численность населения на территориях, где ведется разведка и добыча сланцевого газа в Китае, очень высокая. Многие из производственных мощностей находятся в непосредственной близости от населенных пунктов. Так, например, добыча в Сычуаньской деревне Маоба ведется буквально в ста метрах от жилых домов. Местные жители жалуются на шум, загрязнения, опасаются за экологические последствия разработки сланцев²²⁹ [43]. Shell, приступившая к разведке сланцевых месторождений в Сычуани в мае 2010 г., вынуждена была приостановить рабо-

²²⁶ Is China's plan to use a nuclear bomb detonator to release shale gas in earthquake-prone Sichuan crazy or brilliant? // South China morning post, URL: <https://www.scmp.com/news/china/science/article/2183466/chinas-plan-use-nuclear-bomb-detonator-release-shale-gas>

²²⁷ "Close" link seen between Ohio earthquakes, shale gas water disposal: USGS // Platts, 2012

²²⁸ Chinese county stops shale gas mining amid quake fears // Reuters, 2019, URL: <https://www.reuters.com/article/us-china-quake-shalegas/chinese-county-stops-shale-gas-mining-amid-quake-fears-xinhua-idUSKCN1QF046>

²²⁹ Yu Zhang, Ashley Clark, John A. Rupp & John D. Graham (2019) How do incentives influence local public support for the siting of shale gas projects in China?, Journal of Risk Research, vol. 10 <https://proxylibrary.hse.ru:2116/doi/full/10.1080/13669877.2019.1569096>

ты на 535 дней ввиду «внезапно возникшей блокады жителями деревни» и требованиями местных властей остановить операции²³⁰ [37].

Протесты против сланцевой газодобычи в Китае пока не являются системным явлением. Одно из немногих исследований общественного мнения в провинциях Чунцин и Сычань выявило жалобы жителей на «черную воду» в питьевых скважинах, дефицит питьевой воды, загрязнение воздуха и шум. Но они не связывали эти явления со сланцевой газодобычей, полагая, что они скорее имеют природное происхождение²³¹ [34]. Любопытно, что в другом исследовании²³² [21], при проведении похожего опроса многие жители сообщили, что несмотря на наличие экологических рисков, гордятся тем, что добывающие предприятия, принадлежащие государству, работают на благо Китая. Чувство гордости за свою страну и признание первостепенной важности национальных интересов превосходят их опасения за окружающую среду и другие личные интересы.

В других провинциях страны китайские жители очень активно протестуют против энергетических проектов, вызывающих у них экологические опасения, поэтому очевидно, что с расширением масштабов добычи увеличится и число недовольных, риски протестных настроений существенно возрастут.

Исследователи отмечают, что денежные выплаты, как в виде прямых компенсаций домохозяйствам, так и в виде уменьшения отдельных налогов для местных жителей, могут значительно улучшить их отношение к разработке близлежащих месторождений. Но пока подобные компенсации в Китае не применяются. В отличие от собственников земли в США, которым по законодательству принадлежат ресурсы, находящиеся в недрах их участков, жители китайских деревень никак не выигрывают от развития газодобычи, поскольку вся земля и все ресурсы в Китае принадлежат центральному правительству. Снижение ресурсного налога для добычи сланцевого газа сократило возможности местных властей выплачивать компенсации местным жителям. Редким примером эффективного взаимодействия газодобывающей компании и населения стало выделение Sinopet 1 % активов на месторождении Fuling фирмам, принадлежащим местным властям, чтобы те проспонсировали кампанию по улучшению имиджа проекта²³³ [36]. Однако это не является распространенной практикой в Китае.

²³⁰ *Spegele, B., J. Scheck.* (2013) "Energy-Hungry China Struggles to Join Shale-Gas Revolution." The Wall Street Journal. September 05 <https://www.wsj.com/articles/energyhungry-china-struggles-to-join-shalegas-revolution-1378350220?tesla=y>.

²³¹ *Sher, P. W.* (2016) *Social and Environmental Impacts of Shale Gas Development and Public Support for Fracking in China*, Vancouver: University of British Columbia

²³² *Huimin Tan, Jianhua Xu, Gabrielle Wong-Parodi* (2019) The politics of Asian fracking: Public risk perceptions towards shale gas development in China, *ENERGY RESEARCH & SOCIAL SCIENCE*, vol. 54 pp. 46–55

²³³ *Spegele, B.* (2016) Business News: China Deepens Natural-gas Push — sinopect, others Boost Their Efforts in Shale, Beijing Subsidies Back Clean-energy Sources, Wall Street Journal, URL: <https://www.wsj.com/articles/despitglobal-glut-china-doubles-down-on-natural-gas-1469961966>

Без прямых компенсационных выплат и льгот, протесты и забастовки против расширения сланцевой газодобычи у Китая еще впереди.

Экология

Существует целый ряд экологических претензий к сланцевой газодобыче. Недовольство экологов вызывает недостаточно очищенная вода, которая вместе с химикатами может попадать в реки и источники питьевой воды. Загрязнение грунтовых вод может сказаться на объемах воды, пригодной для использования в сельском хозяйстве и производстве. Вода, используемая для гидроразрыва, обогащаясь металлами и метаном, переносит их в почву, грунтовые и речные воды, что может спровоцировать чрезмерное окисление или разрушение почвенного покрова и берегов крупных рек. Для борьбы с этой проблемой китайской стороной применяются методы быстрой откачки и очищения воды. И хотя ситуация стала лучше, этот подход не решил проблему полностью.

Загрязнение почвы и грунтовых вод также связано с разного рода смазочными материалами, используемых при добыче. Они состоят из синтетических масел, то есть не разлагаются в почве, загрязняя её, а также могут быть токсичными. Для предотвращения загрязнений, государство ввело ряд сборов за использование такого рода материалов, что сразу же побудило инвесторов вкладываться в разработку смазочных материалов из безвредных био-разлагаемых компонентов²³⁴ [27].

Издержки

Вышеуказанные проблемы существенно удорожают добычу сланцевого газа в Китае.

Оба перспективных бассейна, Сычуань и Тарим, лежат в горной местности, поэтому для установки бурового оборудования необходимо дополнительно выравнивать поверхность участков добычи, проводить туда трубопроводы для подачи воды, создавать необходимую для добычи инфраструктуру. Кроме того, высокие издержки разработки месторождений связаны и с глубиной залегания сланцевых залежей. Так, по данным китайских учёных²³⁵ [29], затраты на создание одной скважины примерно равны 130 млн юаней (около 18 млн долл.), в то время как в США общие затраты на скважину составляют от 4,9 до 8,3 млн долл.²³⁶ [40] И, хотя в Китае применяется также технология объемного гидро-

²³⁴ *Liao, Songze* (2019), Research progress of water-based mud on shale gas in China, AIP Conference Proceedings; Melville, vol. 2122

²³⁵ *Ma Xinhua, Xie Jun* (2018) The progress and prospects of shale gas exploration and development in southern Sichuan Basin, SW China, Petroleum Exploration and Development, vol. 45, pp. 172–182

²³⁶ Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs // EIA, 2016, URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>

разрыва на основе маловязких растворов, которая позволила снизить затраты на создание скважины до 55 млн юаней (около 7,5 млн долл.)²³⁷ [24], она имеет ограничения по применению и может применяться далеко не на всех месторождениях.

Дополнительные издержки могут быть связаны с вопросами экологии. Так, стоимость рекультивации вод, образующихся в ходе разработки месторождений, достигает 40 долл. за тонну²³⁸ [30], что при текущих планах по добыче означает необходимость инвестирования до 2025 г. дополнительных 2,4 млрд долл. только в очистительные мероприятия. Введение экологических ограничений и необходимость разработки их менее вредных аналогов уже привело к росту стоимости расходных материалов, используемых при бурении²³⁹ [27].

Монополизация рынка

Отдельная большая проблема — монополизация рынка нефти и газа в Китае крупными китайскими госкомпаниями. Характерно, что в США на первом этапе в отрасли действовали в основном небольшие компании, и только после того, как производство сланцевого газа достигло десятикратных величин, в этот бизнес пришли мейджоры. Крупные компании привыкли к крупным проектам — участие в добыче углеводородов на небольших месторождениях, как правило, их не интересует.

То же справедливо и для китайских компаний. В условиях повышения внутренних цен на газ основные усилия крупных производителей направлены на разработку традиционных месторождений — именно они смогут принести компаниям серьезные прибыли уже в ближайшие годы. Что касается сланцевого газа, то для них он пока является своеобразным «решением на перспективу». Усилия госкомпаний в сланцевой индустрии сосредоточены на проектах по разработке крупных месторождений, тогда как значительное количество запасов в Китае рассредоточено по большому количеству более мелких месторождений, в освоении которых китайские корпорации менее заинтересованы. К тому же традиционные и сланцевые месторождения зачастую пересекаются, и многие участки недр уже находятся у крупных компаний.

Центральные власти пытались решить эти проблемы за счет изменения регуляторной базы. Так, 2011 г. было введено обязательство возвращать государству 25 % от тех участков, которые в течение двух лет подряд не были включены в план операционного развития компании. Отчасти это правило стимулирует

²³⁷ *Jia Ailin* (2018) Progress and prospects of natural gas development technologies in China, *Natural Gas Industry B*, vol. 5, pp. 547–557

²³⁸ *Meiyu Guo, Yuan Xu, Yongqin David Chen* (2017) Catching environmental noncompliance in shale gas development in China and the United States, *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 121, pp. 73–81

²³⁹ *Liao Songze* (2019), Research progress of water-based mud on shale gas in China, *AIP Conference Proceedings*; Melville, vol. 2122

госкомпаниям осваивать находящиеся в их пользовании недра, однако вовсе не гарантирует того, что объем «сланцевых» инвестиций будет достаточным. В ноябре 2014 г. Министерство земли и природных ресурсов оштрафовало Sinopet и Henan Coalbed Methane Development Co. за невыполнение обязательств по объему инвестиций в разработку месторождений сланцевого газа. Но размер штрафа едва ли можно назвать существенным — для каждой из компаний он составил всего 1000 долларов²⁴⁰ [8].

Китайские власти также предпринимали попытки привлечь в отрасль небольшие компании, но все они провалились. В 2011 г. был проведен первый аукцион на право разработки блоков в центральных регионах Гуйчжоу и Чунцин (бассейн Сычуань) (рис. 4). Интересы к нему китайские компании не проявили — всего шесть компаний подали заявки на аукцион, из них только две получили право на разработку двух блоков — Sinopet (совместно с местной газовой компанией) и принадлежащей местным властям провинции Хэнань Coal Seam Gas Development and Utilization Co.²⁴¹ [12] Аукцион на два других блока был отменен, поскольку не набрал нужного количества участников.

На второй аукцион, проведенный год спустя, было выставлено уже 20 блоков в 8 провинциях Китая. Несмотря на достаточно высокие требования к обеспечению заявки (уставный капитал выше 47 млн долл., наличие других действующих лицензий и благополучное финансовое положение) заявки на участие подали свыше 80 компаний, из них 16 получили лицензии. При этом практически все победители оказались госкомпаниями, примерно половина из них — компании, принадлежащие или аффилированные с местными властями, половина — угольные и электрические предприятия.

Примечательно, что несмотря на выпущенное Министерством земли и природных ресурсов КНР сообщение о том, что они приветствуют участие в аукционе частных и иностранных (совместно с китайскими) компаний, среди победителей оказались только две частные компании и ни одной иностранной²⁴² [13]. В качестве причин отсутствия интереса с их стороны назывались неперспективность предложенных блоков, отсутствие геологической информации о запасах, короткий срок действия лицензии (3 года) и правовой вакуум, не позволяющий полноценно защищать интересы частных инвесторов²⁴³ [15]. Среди победителей не оказалось и ни одной госкорпорации, что говорит об отсутствии их интереса к разработке небольших месторождений.

²⁴⁰ Aolin Leng, Zihan Liu, Guangyuan Xing, Yixin Li (2019) China's Investment Incentive Strategy for Shale Gas Development, *Emerging Markets Finance and Trade*, vol. 55

²⁴¹ China Auctions First Four Shale-Gas Blocks, Xinhua Reports // Bloomberg, 2011, URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2011-06-28/china-auctions-first-shale-gas-blocks-to-domestic-companies-xinhua-says>

²⁴² China Awards More Shale Gas Blocks although Much Remains to be Seen // CSIS, 2013, URL: <https://www.csis.org/analysis/china-awards-more-shale-gas-blocks-although-much-remains-be-seen>

²⁴³ China shale gas tantalizing for private firms // China Daily, 2012, URL: http://www.chinadaily.com.cn/business/2012-12/11/content_16006176.htm

В целом, ввиду высокой степени монополизации рынка (80–90 % сектора добычи и транспортировки газа принадлежит госкомпаниям) и его относительной молодости (в промышленных масштабах газ в Китае добывают немногим более 10 лет), частный сектор газодобычи в Китае развит слабо. К тому же крупному бизнесу принадлежит большинство местных сервисных компаний и трубопроводы. В планы властей входит проведение реформ, направленных на либерализацию доступа к трубопроводам, но едва ли это кардинально изменит ситуацию на рынке.

В условиях почти полного отсутствия независимых игроков, перспективы добычи сланцевого газа в стране практически полностью зависят от усилий крупных госкомпаний. Последние, в свою очередь, могут быть замотивированы или настойчивым распоряжением сверху, или успехами и прибыльностью разработки крупных месторождений. Последнее пока представляется возможным только в отдаленной перспективе.

СЛАНЦЕВАЯ ЭВОЛЮЦИЯ

С расширением сланцевой газодобычи связаны самые большие надежды китайских властей — только сланцевые залежи могут обеспечить взрывной рост внутренней добычи в долгосрочной перспективе (Рис. 6). С ними же связана и самая большая неопределенность — научатся ли китайские госкомпании эффективно разрабатывать сланцевые месторождения, и если да, то как скоро?

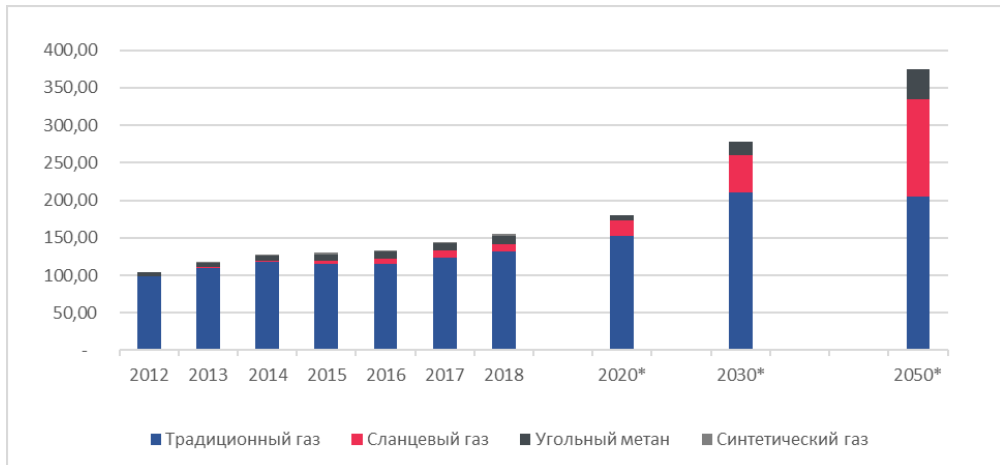


Рисунок 15.5. Объемы добычи природного газа в 2012–2018 гг. и прогноз добычи (2020, 2030, 2050 гг.).

Источник: Национальное бюро статистики КНР (данные 2012–2018 гг.), PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development (прогноз)

Пока успехи более чем скромные. В развитие сланцевой газодобычи в КНР китайскими госкорпорациями уже было вложено свыше 5,5 млрд долларов²⁴⁴ [16] (и более 6 млрд долл. в сланцевые активы за рубежом), при этом суммарный объем производства за 2012–2018 гг. составил всего 30 млрд куб. м (Рис. 15.5).

«Точка перелома», после которой можно с уверенностью утверждать, что сланцевый газ сможет существенно повлиять на энергобаланс Китая, еще не наступила. Технологии эффективной добычи пока не созданы, затраты превышают отдачу, а основные экологические и политические риски еще впереди. Китайскую индустрию сланцевого газа отличает от американской не только геология, но и институциональные и регуляторные особенности. Поэтому, даже если китайским компаниям удастся разработать необходимые технологии, скорость развития сланцевой газодобычи в КНР может оказаться гораздо ниже скорости развития сланцевой добычи в тех же США.

Вероятнее всего, сланцевый газ сможет играть хоть сколько-нибудь заметную роль в энергобалансе страны не ранее 2030 г. Один из последних и наиболее полных прогнозов, сделанных исследовательским институтом PetroChina²⁴⁵ [25] предполагает, что 100 млрд куб. м сланцевого газа, которые правительство рассчитывало увидеть уже в 2020 г., будут добываться в стране не ранее 2050 г. (Рис. 15.5).

Если Китаю и стоит ждать новых открытий от сланцев, то это будет скорее сланцевая эволюция, а не революция.

²⁴⁴ China's Shale Gas Production Comes Up Short // RFA, URL: <https://proxylibrary.hse.ru:2078/docview/2227464544/fulltext/47ACBCEA53584B65PQ/1?accountid=45451>

²⁴⁵ *Jialiang Lu, Suping Zhao, Yuping Sun, Hongjun Tang* (2018) Gas production peaks in China: Research and strategic proposals, Natural Gas Industry B, vol. 5, pp. 371–379

Глава 16. Страны Средней Азии между Россией и Китаем

*Е. А. Телегина
Г. О. Халова
Н. И. Иллерицкий*

В современной экономической географии Средняя Азия — историко-географический регион Евразии, где в период СССР существовали четыре советские социалистические республики — Киргизская ССР, Узбекская ССР, Таджикская ССР, Туркменская ССР. Советские экономисты объединяли именно эти республики в Среднеазиатский экономический район²⁴⁶. При этом Казахстан в составе СССР выделялся в качестве отдельной единицы территориально-производственного планирования. После распада СССР все эти республики стали независимыми государствами.

В 1990-х — 2000-х гг. в обиход и в СМИ широко вошло употребление термина «Центральная Азия». Данное определение включало в себя республики СССР, входившие в Среднеазиатский экономический район, включая Казахстан. Вместе с тем, с географической точки зрения Центральная Азия включает в себя также западную часть Китая, Монголию и Южную Сибирь, в соответствии с определением ЮНЕСКО.²⁴⁷

В условиях современной мировой экономики, с целью анализа запасов углеводородов, развития топливно-энергетического комплекса, торгово-экономического, энергетического сотрудничества и развития транспортных коридоров в регионе, безусловно, необходимо рассматривать все страны данного географического пространства: Узбекистан, Киргизию, Таджикистан, Туркменистан и Казахстан (Рис. 16.1).

Стратегическая важность Центральной Азии отмечалась в работах ряда западных ученых, таких как Х. Макиндер и С. Хантингтон, которые считали, что данный регион уникален в связи со своим геополитическим значением, так как здесь пересекаются и взаимодействуют исламская, христианская и буддийская цивилизации.^{248, 249}

В связи с наличием значительных природных богатств и возрастающей геοэкономической ролью региона в системе современных товарно-транспортных и энергетических потоков геополитический интерес к нему усиливается со временем. Вместе с тем, также усиливаются угрозы его безопасности.²⁵⁰

²⁴⁶ Павленко В. Ф. Территориальное планирование в СССР / В. Ф. Павленко. — Москва, Экономика, 1975. — 278 с.

²⁴⁷ History of civilizations of Central Asia. Dani, Ahmad Hasan., Masson, V. M. Harmatta, J., Puri, Baij Nath., Etemadi, G. F., Litvinskii, B. A. Paris: Unesco. 1992–2005. p. 8.

²⁴⁸ Mackinder, H. J., Democratic Ideals and Reality. A Study in the Politics of Reconstruction, National Defense University Press, 1996, pp. 175–193

²⁴⁹ Samuel P. Huntington. The Clash of Civilizations? Foreign Affairs, Summer 1993.

²⁵⁰ Телегина Е. А., Халова Г. О. Энергетическая безопасность и энергетическая интеграция в Центральной Азии // Энергетическая политика. — 2017. — № 1. — С. 38–46.



Рисунок 16.1. Страны Средней Азии и Казахстан

Источник: составлено авторами

На территории Средней Азии и Казахстана сосредоточено в общей сложности около 2 % мировых запасов нефти и более 10 % мировых запасов газа. Наиболее крупные запасы нефти в регионе сосредоточены в Республике Казахстан — 1,7 % от мировых, а наиболее крупные запасы газа в регионе находятся на территории Туркменистана — около 10 % от мировых (Табл. 16.1). Значительных запасов нефти и газа на территории Таджикистана и Киргизии не обнаружено, в данных странах ведется лишь разработка некоторого числа локальных месторождений углеводородов.

Кроме того, на территории государств Средней Азии и Казахстана имеются запасы сланцевого газа и нефти, но экспертные оценки их объемов и доступности слишком сильно разнятся, а объективные данные геологической разведки по состоянию на 2019 год практически отсутствуют. Геологоразведочные работы с целью поиска сланцевых запасов, ввиду их высокой стоимости и неопределенных перспектив, в регионе не ведутся. Странам региона необходимо в первую очередь раскрыть и монетизировать потенциал хотя бы традицион-

ных углеводородных ресурсов. Очевидно, что по сравнению с обычными месторождениями нефти и газа экономическая эффективность разведки и последующей разработки сланцевых месторождений в отсутствие развитой институциональной среды, низких цен и гарантированных рынков сбыта будет отрицательной.

Немаловажен еще и экологический аспект: разработка сланцевых залежей с использованием методов гидравлического разрыва пласта требует значительного объема пресной воды, которая сама по себе является дефицитным ресурсом в данном регионе. В этой связи перспективы разработки нетрадиционных углеводородов в Средней Азии, включая сланцевую нефть и газ, выглядят прозрачной задачей весьма отдаленного будущего.

Таблица 16.1. Доказанные запасы нефти и газа в Казахстане, Туркменистане и Узбекистане по состоянию на конец 2018 года

	1998	2008	2018	Доля от мировых	R/P
Доказанные запасы нефти (млрд барр.)					
Казахстан	5,4	30,0	30,0	1,7 %	42,7
Туркменистан	0,5	0,6	0,6	менее 1 %	7,4
Узбекистан	0,6	0,6	0,6	менее 1 %	25,4
Всего	6,5	31,2	31,2	около 2 %	—
Доказанные запасы газа (трлн куб. м)					
Казахстан	1,3	1,3	1,0	менее 1 %	40,7
Туркменистан	2,5	8,2	19,5	9,9 %	316,8
Узбекистан	1,2	1,3	1,2	менее 1 %	21,4
Всего	5,1	10,8	21,7	Более 10 %	—

Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2019

Помимо углеводородов на территории постсоветских государств Центральной Азии сосредоточены запасы других ценных природных ресурсов. Казахстан обладает 12 % мировых запасов урана, на территории Центральной Азии сосредоточены большие запасы руд черных и цветных металлов, золота, серебра, платины, цветных металлов и редкоземельных элементов. Значительная часть территории стран Центральной Азии пригодна для ведения сельского хозяйства. Еще одним важным ресурсом стран Центральной Азии является население. На территории пяти государств проживает почти 65 млн человек. Это не только большой объем трудовых ресурсов, но и потенциальный емкий рынок сбыта товаров и услуг.

Казахстан, Туркменистан и Узбекистан ведут активную добычу нефти и природного газа (Рис 16.2 и 16.3).

Рассматривая графики добычи нефти в Казахстане и Туркменистане следует отметить нарастающий характер добычи, что нельзя сказать о добыче нефти в Узбекистане.

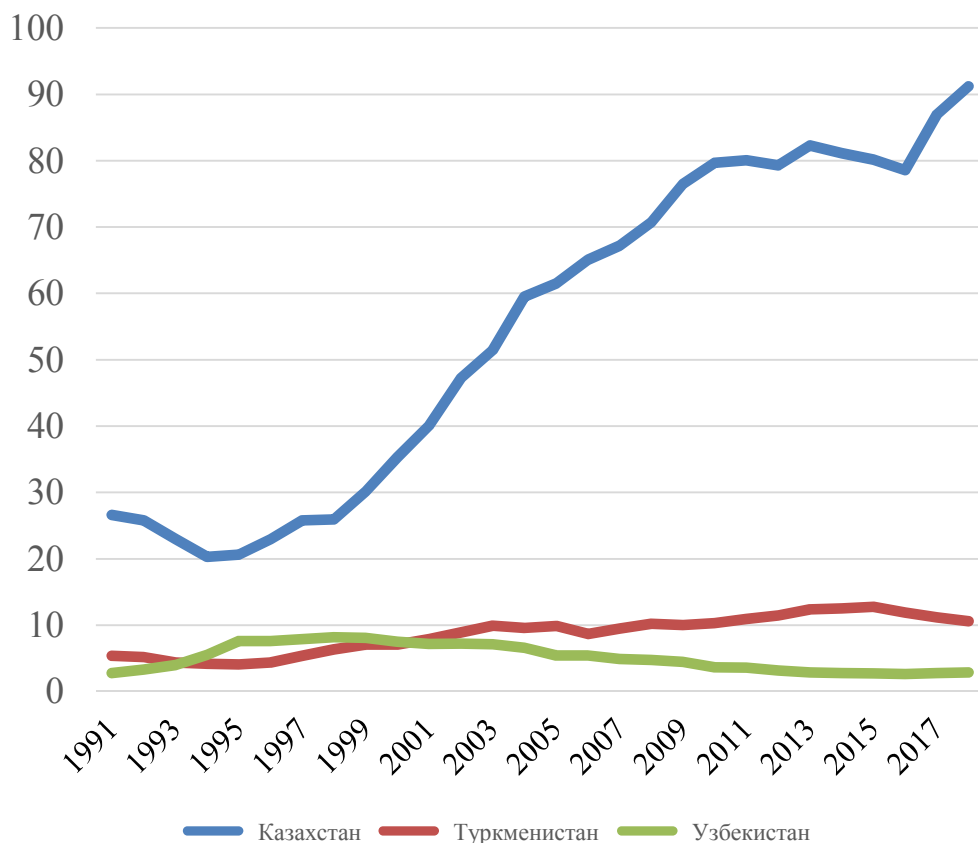


Рисунок 16.2. Добыча нефти в Казахстане, Туркменистане и Узбекистане, млн т

Источник: составлено авторами по данным BP Statistical Review of World Energy June 2019

Наибольшие темпы роста добычи природного газа с момента распада СССР приходятся на Казахстан, так добыча в стране выросла практически в четыре раза.

Также следует отметить, что добыча газа в Туркменистане в настоящее время значительно ниже, чем была в конце советского периода.

Однако стоит отметить, что во всех странах динамика добычи в последние годы носит нарастающий характер.

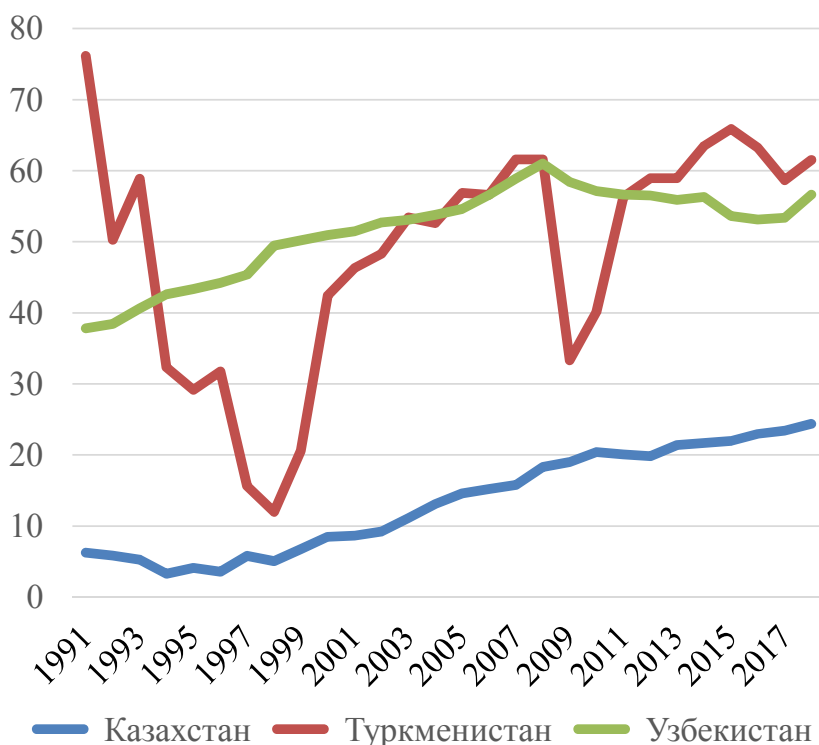


Рисунок 16.3 Добыча природного газа в Казахстане, Туркменистане и Узбекистане, млрд куб. м

Источник: составлено авторами по данным BP Statistical Review of World Energy June 2019

Высокую заинтересованность в нефтяном секторе Казахстана и газовом секторе Туркменистана и Узбекистана проявляет Китай. Потребности Китая в энергии интенсивно растут на протяжении последних десятилетий, и все прогнозы сходятся в том, что этот рост не остановится вплоть до середины века. При этом спрос на энергоносители в Китае значительно превышает возможности собственной добычи, что диктует для КНР необходимость в поиске доступных источников импорта углеводородов.

Природный газ для Китая играет особую роль. Используя уголь в качестве основного энергоносителя в тепло- и электрогенерации на протяжении десятилетий, современный Китай оказался на грани экологической катастрофы. Именно природный газ является тем видом топлива, которое сочетает для Китая преимущества экологической чистоты и достаточной экономической эффективности. Учитывая тот факт, что цены на СПГ в Азии снизились с 20 долл./МБТЕ (2014) до 4,5 долл./МБТЕ (2019), межтопливная конкуренция

с традиционно более дешевым углем не выглядит для газа проигранной.²⁵¹ Значительная поддержка проектам газовой тепло- и электрогенерации оказывается в Китае на государственном уровне. Под влиянием данных факторов потребление угля в Китае в 2018 году выросло всего лишь на 1 %, а газа — на 18 % (по данным Platts).²⁵² По оценкам китайских аналитиков, в 2019 г. потребление газа в КНР может увеличиться еще на 13–15 %.²⁵³

Интенсивный рост спроса на газ неизбежно ведет к росту импорта, поскольку собственная добыча газа в Китае значительно отстает от потребления. В 2018 г. Китай импортировал около 125 млрд куб. м газа, то есть, импортный газ обеспечил почти 45 % от общего объема потребления. По сравнению с уровнем 2010 года объем импорта газа в Китай вырос в 10 раз: тогда лишь 11 % потребления (12,4 млрд куб. м) приходилось на зарубежные поставки. В то же время, собственная добыча в 2018 г. выросла лишь на 7,5 % (по сравнению с уровнем 2017 г.). Перспективы наращивания собственной добычи в Китае остаются неопределенными, несмотря на оптимистические заверения представителей китайских компаний, апеллирующих к крупнейшим в мире запасам сланцевого газа и грядущей в Китае «сланцевой революции».²⁵⁴ Американские специалисты отмечают, что условия развития сланцевой отрасли в Китае существенно отличаются от США и в геологическом, и в технологическом, и в институциональном аспектах, что в целом не будет способствовать сланцевому буму.²⁵⁵ Таким образом, вопрос источников дальнейшего наращивания импорта газа для Китая остается очень острым, учитывая тот факт, что по прогнозам МЭА потребление газа в Китае к 2040 году может увеличиться более чем в 3 раза, до 700 млрд куб. м, а импорт — до 370–400 млрд куб. м.²⁵⁶ Это сделает Китай крупнейшим импортером газа в мире.

По состоянию на 2019 год Китай, помимо СПГ, импортирует газ по двум трубопроводам: Средняя Азия — Китай и Мьянма-Китай. На завершающем

²⁵¹ Abreu, Abache. «Analysis: LNG market risks oversupply from new export projects: CEOs.» Platts. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/052819-analysis-lng-market-risks-oversupply-from-new-export-projects-ceos>

²⁵² «China's 2018 natural gas consumption rises 18 percent on year, imports jump 32 percent.» Platts. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/020119-chinas-2018-natural-gas-consumption-rises-18-on-year-imports-jump-32>

²⁵³ Aizhu, Chen and Henning Gloystein. «China gas demand to surge in 2019, but maybe not enough to sop up LNG glut.» Reuters. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.reuters.com/article/us-china-gas-beijinggas/china-gas-demand-to-surge-in-2019-but-maybe-not-enough-to-sop-up-lng-glut-idUSKCN1RK0BW> (retrieved June 10, 2019).

²⁵⁴ «China Sits on the World's Biggest Shale Gas Prize. Pumping It Out Is the Hard Part.» Bloomberg. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.bloomberg.com/news/features/2018-07-19/petrochina-sinopec-are-chasing-an-elusive-shale-boom>

²⁵⁵ Grigas, Agnia. 2017. *The New Geopolitics of Natural Gas*. Cambridge, MA: Harvard University Press, p. 8.

²⁵⁶ IEA World Energy Outlook 2018 Edition, p. 171.

этапе строительства находится российско-китайский газопровод «Сила Сибири» мощностью 30 млрд куб. м в год, поставки по которому должны начаться в конце 2019 года.

Газопровод Центральная Азия — Китай соединяет богатые природным газом Туркменистан, Узбекистан и Казахстан, входя в КНР в районе г. Хоргос провинции Синьцзян. Газопровод состоит из трех веток (А, В, С), общей мощностью 55 млрд куб. м в год. До 2017 года это был крупнейший канал поставок газа в Китай, но с 2018 г. объемы импорта СПГ превысили объем поставок по данному газопроводу²⁵⁷. Основную часть поставок (по данным за 2017–2018 г.) осуществляет Туркменистан — до 35–38 млрд куб. м ежегодно, около 7,5 млрд куб. м поставляет Узбекистан, и до 10 млрд куб. м — Казахстан. Туркменистан обладает возможностями наращивания собственной добычи и увеличения поставок, а Казахстан намерен увеличить объем прокачки с 5 до 10 млрд куб. м в 2019 г. Таким образом, мощности газопровода используются более чем на 95 %. Увеличение объемов поставок из Казахстана потребовало дополнительной модернизации мощностей компрессорных станций на маршруте, что в итоге позволит увеличить пропускную способность трех веток до 65 млрд куб. м в год, а также ставит вопрос о строительстве четвертой ветки с индексом D.²⁵⁸ Договоренность о строительстве ветки D была достигнута еще в 2013 г., однако по различным причинам строительство продвигается неравномерно. Участок на территории Таджикистана был достроен к 2016 г. за счет китайских инвестиций, но участки на территории Киргизии и Узбекистана еще по состоянию на 2019 г. не достроены ввиду задержек финансирования проекта со стороны КНР.²⁵⁹

Существует также альтернативный вариант строительства ветки из Туркменистана в Китай через территории Узбекистана, Таджикистана и Киргизии мощностью до 30 млрд куб. м в год, что позволит фактически удвоить объемы туркменского экспорта в Китай. Однако китайская сторона не спешит завершать дорогостоящее строительство ветки D, и тем более инициировать новые проекты, поскольку не уверена в надежности поставок со стороны Туркменистана.²⁶⁰ Зимой 2017–2018 г. Туркменистан в нарушение соглашений с КНР

²⁵⁷ Miyamoto, Akira and Chikako Ishiguro. The Outlook for Natural Gas and LNG in China in the War against Air Pollution. Oxford Institute for Energy Studies. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/12/The-Outlook-for-Natural-Gas-and-LNG-in-China-in-the-War-against-Air-Pollution-NG139.pdf>, p. 26

²⁵⁸ Aliyeva, Kamila. «Kazakhstan to increase gas supplies to China.» AzerNews. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.azernews.az/region/125507.html>

²⁵⁹ Michel, Casey. «Line D of the Central Asia-China Gas Pipeline Delayed.» The Diplomat. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://thediplomat.com/2016/05/line-d-of-the-central-asia-china-gas-pipeline-delayed/>

²⁶⁰ Miyamoto, Akira and Chikako Ishiguro. The Outlook for Natural Gas and LNG in China in the War against Air Pollution. Oxford Institute for Energy Studies. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/12/The-Outlook-for-Natural-Gas-and-LNG-in-China-in-the-War-against-Air-Pollution-NG139.pdf>, p. 45

сократил объем поставок по техническим причинам, а Казахстан и Узбекистан не смогли компенсировать данное снижение в связи с необходимостью обеспечения собственного спроса. Это привело к нехватке газа в периоды пикового потребления (декабрь 2017 — февраль 2018), в результате чего в северных регионах КНР пришлось задействовать резервные мощности тепло- и электрогенерации, использующие уголь. Отсутствие крупных ПХГ в Китае также создает сложности с балансировкой ГТС и покрытием пикового потребления в наиболее холодные месяцы года. Несмотря на то, что ситуация в целом была вызвана сочетанием множества неблагоприятных факторов, она негативно повлияла на отношения КНР со среднеазиатскими партнерами по сотрудничеству в газовой сфере и более настороженному отношению китайской стороны к развитию энергетических проектов с данными государствами.²⁶¹

С апреля 2019 г. российская компания ПАО «Газпром» после трехлетнего перерыва возобновила закупки газа в Туркменистане. В рамках краткосрочного контракта планируется поставка около 1,1 млрд кубометров газа, причем впоследствии договор может быть продлен. В 2016 г. Туркмения отказалась пойти на уступки по цене газа, в то время как его стоимость на европейском рынке существенно снизилась. Из-за этого ПАО «Газпром», перепродавая туркменский газ в Европу, нес существенные убытки в связи с продолжительной транспортировкой. Добиться пересмотра стоимости туркменского газа российская сторона пыталась с 2008 года, при этом объемы поставок из Туркмении в Россию постепенно снижались. В 2008 году «Газпром» был крупнейшим покупателем среднеазиатского газа, однако после конфликта с туркменской стороной в 2009 г. и аварии на газопроводе «Средняя Азия — Центр» объем поставок снизился до 4 млрд куб. м в год к 2015 году. Тогда же компания подала иск к «Туркменгазу» в Стокгольме, требуя возврата 5 млрд долларов переплаты за газ за 2010–2015 годы. С 2016 года «Газпром» разорвал контракт с Ашхабадом и прекратил прием туркменского газа, взяв «контрактную паузу» до конца 2018 года.²⁶² С учетом возобновления переговоров между руководством газовой сферы Туркменистана и ПАО «Газпром» и возобновления поставок, дальнейшее развитие сотрудничества с Россией имеет определенные перспективы для Туркменистана, если ему удастся поддерживать приемлемую для партнеров переговорную позицию.

Кроме того, взаимные поставки газа осуществляются между Россией и Казахстаном: из Казахстана в Россию в объеме около 10 млрд куб. м в год в целях

²⁶¹ Sandalow, David, Akos Losz and Sheng Yan. «A Natural Gas Giant Awakens: China's Quest for Blue Skies Shapes Global Markets.» Columbia Center on Global Energy Policy. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/file-uploads/China%20Nat%20Gas%20Commentary_CGEP_June%202018_FINAL.pdf

²⁶² «Газпром» вернулся к Туркмении. Компания снова импортирует оттуда газ. «Коммерсантъ» от 15.04.2019. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/3945574>

обеспечения сырьем Оренбургского ГПЗ, из России в Казахстан — в целях газоснабжения северных регионов, не имеющих сообщения с основными газодобывающими районами в объеме около 3 млрд куб. м в год. Казахстан импортирует газ из Узбекистана (2,9 млрд куб. м) и осуществляет экспорт в Китай и Киргизию (7,4 млрд куб. м и 0,3 млрд куб. м соответственно по итогам 2018 г.). Казахстан также использует российский СПГ, поставляемый автомобильным транспортом, для газификации г. Нур-Султан (ранее — Астана) и северо-восточных районов страны. Поставки осуществляются с декабря 2016 г. в рамках контракта между компаниями ООО «Газпром экспорт» и Global Gas Regazification (Global Gas Group). В 2017 г. в Казахстан было поставлено 2,6 тыс. т российского СПГ, в 2018 г., по предварительным данным, — около 3 тыс. т.²⁶³ Однако в среднесрочной перспективе спрос на российский СПГ в Казахстане упадет, поскольку в 2020 г. здесь планируется ввести в эксплуатацию магистральный газопровод «Сарыарка» (первый этап пройдет по маршруту «Кызылорда — Жезказган — Караганда — Нур-Султан») мощностью 2,2 млрд куб. м в год, который обеспечит населенные пункты Карагандинской и Акмолинской областей (включая г. Нур-Султан) газом с Карачаганак и других месторождений запада страны.²⁶⁴

Стоит отметить также, что на территории Казахстана ведется добыча в основном попутного газа на нефтяных месторождениях — газовых месторождений на территории Казахстана не так много и более 70 % разведанных запасов свободного газа сосредоточено на месторождении Карачаганак, кроме того, значительная часть добытого газа используется для обратной закачки в пласт с целью поддержания уровня добычи на нефтяных месторождениях страны.

Газовая отрасль Узбекистана развивается преимущественно в результате деятельности иностранных компаний в рамках СРП. В настоящее время на лицензионных площадях в республике ведут геологоразведку и разработку месторождений российские ПАО «Газпром» и ПАО «Лукойл», а также китайская CNPC. Активы крупнейшего инвестора в секторе добычи газа Узбекистана компании ПАО «Лукойл» располагаются во всех основных газоносных областях республики.²⁶⁵ Существуют определенные сложности с поддержанием уровней добычи нефти и газа на действующих месторождениях, в связи с чем в перспективе не ожидается существенного роста объемов добычи

²⁶³ Директор ТОО «Global Gas Regazification» Панаёт Саулиди: технология СПГ позволит решить проблему газификации северных регионов Казахстана. Интерфакс Казахстан. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.interfax.kz/?lang=rus&int_id=13&news_id=357

²⁶⁴ Назарбаев дал старт строительству газопровода «Сарыарка». Власть. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://vlast.kz/novosti/30838-nazarbaev-dal-start-stroitelstvu-gazoprovoda-saryarka.html?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop%7C

²⁶⁵ ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани». ПАО «Лукойл». [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://lucoil-international.uz/ru/About/GeneralInformation>

и экспорта газа из Узбекистана. В то же время, страна играет важную роль для транзита газа из Туркменистана в Китай и развития газотранспортной системы региона в целом.

Анализ описанных процессов и тенденций позволяет сделать ряд выводов о состоянии и перспективах развития газовой отрасли государств Средней Азии и Казахстана. Во-первых, несмотря на значительные запасы традиционных углеводородов, особенно природного газа в Туркменистане и, отчасти, в Узбекистане, потенциал недр в данных странах реализуется не полностью. Причинами этому являются недоинвестированность ТЭК, а также, в случае с Туркменистаном, слабая и зачастую неконструктивная переговорная позиция, недостаточное развитие уровня энергетического сотрудничества с ключевыми партнерами стран региона — Россией и Китаем. Основной стратегической задачей для Туркменистана и Узбекистана является наиболее эффективная монетизация их углеводородного потенциала, что не представляется возможным без активного участия иностранных партнеров. Интерес к ресурсному потенциалу в этом регионе велик и у стран Европы, которые ищут пути диверсификации импорта, и у США, которые стремятся к расширению своего геополитического и геополитического влияния в Средней Азии. Однако именно Россия и Китай обладают наиболее широкими практическими возможностями для развития проектов в регионе, и именно Россия и Китай являются крупнейшими и наиболее перспективными рынками для поставок углеводородов — в первую очередь, природного газа — из Средней Азии. По нашему мнению, для успешной реализации своего энергетического потенциала, государствам Средней Азии целесообразно пересмотреть условия взаимодействия со своими основными партнерами, выстроить более конструктивный энергетический диалог в целях взаимовыгодного сотрудничества. Заинтересованность всех сторон в таком сотрудничестве представляется достаточно очевидной, однако сомнения в надежности среднеазиатских партнеров существенно препятствуют развитию совместных проектов и укреплению энергетических связей в регионе.

Часть V. Трансформация мировой энергетики

Глава 17. Сланцевая революция и энергопереход

*Н. А. Иванов
А. К. Шуркалин*

Мировые энергетические рынки вступили в состояние перехода от энергетики, основанной на использовании ископаемых углеводородных ресурсов, к предпочтительному использованию энергоресурсов с низким углеродным следом. Этот энергопереход (или трансформация мировой энергетики — energy transition) получает дополнительный импульс благодаря ускорению освоения ресурсов сланцевого газа и нефти плотных коллекторов.

Технологическая революция в сланцевой добыче подала пример другим энергетическим отраслям США, эффективность которых также зависит от технологического прогресса. Получило импульс развитие технологий во всей цепочке от производства до передачи и потребления энергии: энергосберегающих технологий, распределенной энергетики, систем хранения энергии, интеллектуальных сетей, использования электричества на транспорте и т. д. Резко ускорилось развитие возобновляемой энергетики.

Прорывные технологические достижения в энергетике США вызвали цепную реакцию на всех мировых энергетических рынках. Распространение американского опыта развития альтернативных энергетических технологий на разные сырьевые и региональные энергетические рынки вызывало в глобальном масштабе эффект «мировой энергетической революции», ускоренного вовлечения в освоение широкого спектра местных энергоресурсов, коммерциализация которых зависит от развития технологий.

В этом ряду стоят работы по созданию технологий освоения ресурсов гидратов метана в Японии и в Китае, технологий использования биогаза в Европе, повсеместное развитие технологий возобновляемой энергетики, рост интереса к водородным технологиям и т. д.

В то же время американская сланцевая революция наполнила понятие энергетического перехода новым содержанием: трансформация мировой энергосистемы может быть связана с коренными изменениями внутри самого нефтегазового бизнеса. Необходимо отметить несколько положений.

Первое — развитие технологий. Быстрое развитие эффективных технологий добычи нефти плотных пород и сланцевого газа привело к повышению устойчивости сланцевого бизнеса к конъюнктурной колебаниям. Волатильность нефтяного рынка сказалась на сланцевой добыче в минимальной степени.

Развитие технологий позволило наращивать добычу нефти и газа плотных пород, одновременно вовлекая в освоение дополнительную ресурсную базу. В результате при росте добычи растут технически извлекаемые и экономически рентабельные запасы сырья.

Второе — конкуренция за инвестиции. Сланцевые проекты характеризуются коротким инвестиционным циклом, затраты окупаются в среднем за 12–18 месяцев. В целом продолжительность проектов рассчитывают не более чем на пять лет. При реализации сланцевых проектов практически отсутствует этап поиска и разведки. При получении прав на бурение компании сразу приступают к фазе добычи. Это придает нефтегазовому бизнесу новую динамику и привлекает дополнительных инвесторов. В результате усиливается конкуренция с традиционными нефтегазовыми проектами.

Третье — межтопливная конкуренция и экспортная экспансия. Избыточное предложение дешевого сланцевого газа на внутреннем рынке США делает нерентабельным угольный бизнес; энергетика перестраивается с использования угля на газ, что способствует снижению углеродного следа. Также избыток дешевого газа на внутреннем рынке делает рентабельными проекты по экспорту СПГ. Кроме того, США стали крупнейшим мировым экспортером нефтепродуктов и наращивают экспорт легкой нефти.

Четвертое — сила примера. Технологический прорыв в сланцевой добыче стимулирует повсеместное развитие прорывных энергетических технологий. Это касается как, например, освоения запасов гидратов метана, развития технологий подземной газификации угля, новых угольных технологий в сочетании с улавливанием и захоронением двуокиси углерода и т. п., так и технологий возобновляемой энергетики, также ожидающих массового выхода на уровень конкурентоспособности с традиционной углеводородной энергетикой.

Пятое — вера в прогресс. Ускорение технологического прогресса в энергетике вообще и в сланцевом бизнесе в частности может породить эффект самобытающегося пророчества, когда завышенные ожидания наступления новой энергетической реальности влияют на массовые потребительские предпочтения, в результате чего традиционная энергетика перестает отвечать общественным представлениям о чистом и устойчивом развитии.

Перечисленные эффекты, прямо или косвенно связанные со сланцевой революцией, становятся важной составной частью более широкого процесса энергоперехода.

ПОДХОДЫ К ТЕМЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

С энергетикой связаны центральные проблемы XXI века, такие как угрозы изменения климата, экономическое и социальное развитие, благосостояние человечества, устойчивое развитие и глобальная безопасность. Тема энергетического перехода была важной частью мирового энергетического дискурса

на протяжении уже нескольких десятилетий, но особую остроту приобрела после 2015 года, когда 195 стран и Европейский Союз как дополнительная сторона приняли Парижское климатическое соглашение. Цель соглашения — добиться удержания роста средней мировой температуры “значительно ниже 2 °C” относительно доиндустриального уровня и стремиться ограничить рост температуры 1,5 °C, чтобы сократить риск глобального потепления.

В 2005 г. образованная под эгидой ООН Межправительственная группа экспертов по изменению климата (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) решила провести комплексное, научно обоснованное исследование мировой энергетической системы, и в 2006 г. был основан проект Глобального энергетического исследования (Global Energy Assessment, GEA). В рамках проекта GEA Международный институт прикладного системного анализа (International Institute for Applied Systems Analysis, IIASA) привлёк к работе 500 независимых экспертов (300 авторов и 200 анонимных рецензентов).

Доклад GEA²⁶⁶ [13] был опубликован в 2012 г. и касался следующих тем: основные глобальные угрозы и их связь с энергетикой; доступные энергетические технологии и ресурсы; вероятная структура будущей энергетической системы, способная противостоять глобальным вызовам; меры, необходимые для обеспечения устойчивого энергетического будущего.

В докладе отмечалось, что в течение ближайших десятилетий энергетическая система подвергнется радикальной трансформации. При всех вариантах развития значительные усилия будут направлены на повышение энергоэффективности зданий, промышленности и транспорта, а также на обеспечение гибкости энергосистем. Повышение энергоэффективности заставит отказаться от неэффективных моделей потребления и устаревших энергетических технологий. И в этом случае возобновляемые источники обеспечат к 2050 г. больше половины глобальных поставок энергии. Составители доклада видели основания для такого оптимизма в текущей статистике: за 2008–10 гг. половина новых мощностей электрогенерации была обеспечена ВИЭ. Развивающиеся страны лидировали в этом процессе.

После принятия Парижского соглашения академическая литература сосредоточилась не столько на необходимости энергоперехода, сколько на его возможной скорости [13,22,19], конкретных формах и опасностях замедления [21].

Рискам для инвесторов нефтегазовых и угольных компаний, связанным с энергопереходом, посвящена работа исследователей из Оксфордского института энергетических исследований «Энергетический переход, неопределённость и изменения в оценке рисков инвесторов в ископаемые энергоресурсы» [12], а также доклад компании Carbon Tracker²⁶⁷, оценивающий риски, которые создают климатические стратегии перехода на низкоуглеродный путь развития для отраслей добычи угля, нефти и природного газа. Суммарный риск потери капвложений в период 2018–2025 гг. оценен в 1,6 трлн долларов [19].

²⁶⁶ <http://www.iiasa.ac.at/web/home/resources/publications/options/Sustainable.en.html>

²⁶⁷ <https://www.carbontracker.org/reports/mind-the-gap/>

СМЕНА ПАРАДИГМЫ

На протяжении десятилетий в мировой добывающей промышленности торжествовала идея исчерпаемости природных ресурсов. Эта идея базировалась на двух теоретических основаниях. Первым теоретиком, предложившим модель истощения мировых запасов нефти, стал британский экономист Гарольд Хотеллинг (*Harold Hotelling*). Он показал, что по мере сокращения запасов и нарастания дефицита нефть будет дорожать [13]. Со временем дефицит будет нарастать. В соответствии с моделью Хотеллинга, владелец ресурсов должен обеспечить добычу на таком уровне, чтобы стоимость оставшихся запасов увеличивалась в соответствии с ростом реальной процентной ставки. Для него не должно быть разницы, добыть ли нефть сегодня и инвестировать полученные средства по реальной ставке или добыть эту же нефть завтра. Ключевая экономическая предпосылка Хотеллинга заключалась в том, что нефть следует рассматривать в качестве финансового актива, стоимость которого растет по мере нарастания дефицита.

Вторым теоретиком стал Мэрион Кинг Хабберт (*Marion King Hubbert*), американский геофизик из исследовательской лаборатории компании Shell в Хьюстоне. В 1956 г. Кинг Хабберт представил доклад для Американского института нефти, на десятилетия определивший отношение к исчерпаемым природным ресурсам [16]. Хабберт предложил теорию “пика нефти”, согласно которой исторический максимум нефтедобычи будет достигнут в США к 1970 г., а в мире — к 1995 году. И хотя с каждым новым геологическим открытием пик “кривой Хабберта” сдвигался на более поздний срок, в 1975 г. Национальная академия наук США признала правильность теоретических выкладок Хабберта.

На протяжении десятилетий мировой истории модель Хотеллинга и теория пиковой нефти Хабберта находили подтверждения своей истинности. Добыча нефти в США достигла пика в 1973 г. (10,2 млн барр./сут.) и снижалась вплоть до начала американской сланцевой революции. В ноябре 2017 г. в США вновь было добыто более 10 млн барр./сут. нефти, из которой более половины составила добыча нефти плотных коллекторов. Сланцевая революция положила начало пересмотру концепции пиковой нефти (Рис. 17.1).

До недавнего времени идея пиковой добычи влияла на долгосрочные прогнозы Управления энергетической информации США (*Energy Information Administration, EIA*). При составлении долгосрочных энергетических прогнозов (*Annual Energy Outlooks, AEO*) EIA показывало пик добычи нефти в США, который должен был наступить после 2020 г. Причиной будущего спада в добыче назывались ресурсные ограничения — EIA исходило из идеи Кинга Хабберта о конечности и исчерпаемости нефтяных запасов в стране. Но с развитием сланцевой революции, когда добыча нефти плотных коллекторов стала расти быстрыми темпами, стало ясно: появился новый, еще слабо изученный источник нефти.

Добыча сланцевого газа и нефти плотных пород развивается по своим законам. Традиционные представления о ресурсной обеспеченности добычи,

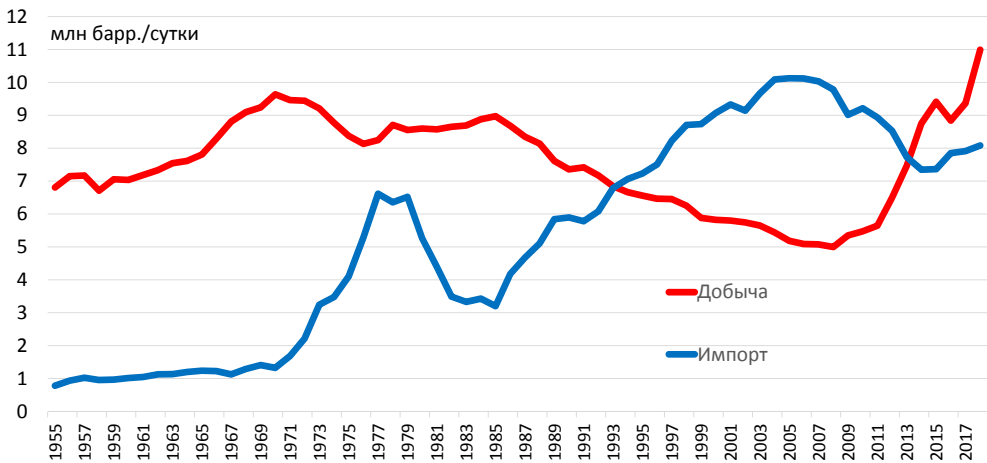


Рисунок 17.1. Добыча и импорт нефти в США, млн барр./сутки.

Источник: U. S. Energy Information Administration

об эффективности технологий, об инвестиционном планировании и проектном финансировании оказываются нерелевантными новой реальности. Ресурсы нетрадиционных углеводородов выявляются не на этапе поиска и разведки, а непосредственно в процессе добычи. При этом они существенным образом зависят от применяемых технологий. Поэтому ресурсная неопределенность — главная причина ошибок в прогнозировании добычи нетрадиционных (распределенных) углеводородов [1].

Ресурсные ограничения добычи нефти плотных коллекторов в США регулярно подвергаются пересмотру участниками рынка и государственными регулирующими органами.

Например, за прошедшие 90 лет в бассейне Permian в Западном Техасе и на юго-востоке Нью-Мексико было добыто больше 35 млрд бнэ, но это касается традиционных месторождений. Нефтегазовые ресурсы плотных пород всё еще находятся на начальной стадии освоения. Извлекаемые запасы нефти и газа этой провинции пока неизвестны, делаются только первые попытки их оценить. Этим заняты как компании, так и государственные органы.

Освоение ресурсов сланцевого газа и нефти плотных коллекторов характеризуется парадоксальным отношением к запасам: по мере развития добычи запасы не снижаются, как в традиционных месторождениях, а увеличиваются. Развиваются технологии, в результате чего повышается коэффициент извлечения нефти и газа, соответственно, повышается оценка лицензионных участков. Если компания доказывает, что их технологии позволяют добыть определенный объем сырья из известного массива плотных пород, этот объем компания может заявить в Комиссию по ценным бумагам как свои доказанные запасы.

У государственных органов подход другой: оценка перспективных запасов — это не сумма утвержденных запасов компаний, а усредненная оценка объема известных плотных формаций с учетом наиболее распространенных технологий добычи. Эти оценки дают приблизительное представление о перспективах освоения конкретного плеча или бассейна.

В ноябре 2016 г. Геологическая служба США (USGS) оценила технически извлекаемые запасы части бассейна Permian — формации Wolfcamp, находящейся в провинции Midland²⁶⁸: 20 млрд барр. нефти, 16 трлн куб. футов природного газа и 1,6 млрд барр. сжиженных углеводородных газов (СУГ). Эта оценка оказалась на тот момент крупнейшей за всё время исследования распределенных (нетрадиционных) нефтяных ресурсов в США.

В ноябре 2018 г. Геологическая служба США опубликовала следующую часть своего исследования²⁶⁹. Формации Wolfcamp и Bone Spring, являющиеся частью провинции Delaware бассейна Permian, содержат 46,3 млрд барр. нефти и 281 трлн куб. футов газа.

Midland и Delaware — это две крупнейшие части бассейна Permian. Их освоение находится на ранней стадии. Остальные части бассейна Permian еще только изучаются компаниями на предмет их широкого вовлечения в освоение.

Показательна оценка общего потенциала бассейна Permian компанией Pioneer Natural Resources, одной из наиболее активных в регионе: в целом бассейн содержит более 150 млрд бнэ извлекаемых ресурсов.

Для иллюстрации скорости изменения оценки запасов можно привести официальные цифры Управления энергетической информации США на конец 2017 г.: общие доказанные запасы в стране составляли 39,2 млрд баррелей нефти и 464 трлн куб. футов газа.

Постоянно возрастающая оценка нефтегазовых ресурсов вынуждает Управление энергетической информации каждый год пересматривать прогнозы добычи нефти в сторону увеличения (Рис. 17.2).

Ежегодный долгосрочный энергетический обзор Управления энергетической информации США 2019 года (*EIA AEO2019*)²⁷⁰ описывает развитие энергетики США до 2050 г. при различных сценариях. Базовый сценарий предполагает инерционное развитие, а шесть дополнительных включают в себя различные предположения относительно будущих цен на энергоресурсы, экономической активности, развития технологий и ресурсной обеспеченности.

В базовом сценарии добыча нефти будет расти рекордными темпами до середины 2020-х годов и останется на уровне, превышающем 14 млн барр./сут., до 2040 г. Дальнейшее освоение ресурсов нефти плотных коллекторов и сланцевого газа приведут к росту производства СУГ, которое достигнет 6 млн барр./сут. к 2030 г. Добыча газа достигнет к 2050 г. 43,4 трлн куб. футов (1,228 трлн куб. м) в год.

²⁶⁸ <https://pubs.er.usgs.gov/publication/fs20163092>

²⁶⁹ <https://pubs.er.usgs.gov/publication/fs20183073>

²⁷⁰ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/aeo2019.pdf>

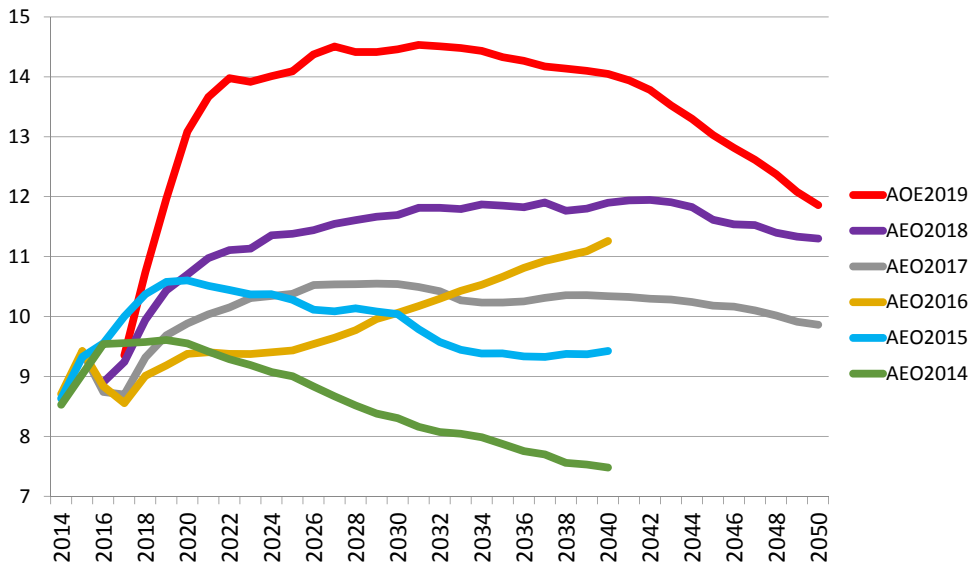


Рисунок 17.2. Сравнение долгосрочных прогнозов добычи нефти в США 2014–19 гг.
Источник: U. S. Energy Information Administration

Американская сланцевая отрасль продемонстрировала парадокс: при хорошей геологической изученности территорий США и Канады перспективные нефтегазовые ресурсы плотных формаций остаются фактически неизвестными и выявляются в процессе их освоения частными компаниями. А прогресс в развитии технологий добычи (включая новейшие цифровые методы) год от года ускоряется и точному прогнозированию не поддается.

Управление энергетической информации США (EIA), так же, как и независимые аналитические центры и организации, включая крупнейшие компании, вынуждены принимать во внимание эти факторы и год от года корректировать свои прогнозы американской добычи в сторону увеличения. Следствием этой неопределенности становится сложность в прогнозировании (а фактически непредсказуемость) предложения нефти на мировом рынке. Энергетическая политика ключевых игроков мирового нефтяного рынка, включая страны ОПЕК и не входящих в организацию производителей, вынуждена перестраиваться фактически в режиме реального времени с учетом быстро изменяющейся рыночной реальности [1].

ПИК СПРОСА, А НЕ ПИК ДОБЫЧИ

Идею исчерпаемости запасов нефти первым подверг сомнению бывший министр нефти Саудовской Аравии и генеральный директор ОПЕК шейх Ахмед

Заки Ямани. В интервью The Telegraph он выразился образно: “Каменный век закончился не потому, что кончились камни, так же и нефтяная эра завершится не из-за дефицита нефти” [10]. По словам Ямани, развитие технологий приведет к падению спроса на нефть.

Эта идея, что снижение добычи нефти произойдет не из-за исчерпания мировых запасов, а по причине падения потребления нефти, в настоящее время выходит на ведущие позиции и в оценках аналитических агентств, и в прогнозах нефтяных компаний.

Главный вызов, стоящий перед отраслью в долгосрочной перспективе, связан с прогнозами замедления темпов роста мирового спроса на нефть и возможным наступлением пика потребления. После чего по разным сценариям наступит либо резкое падение, либо плавное снижение, либо сохранение спроса на нефть на стабильном уровне — плато потребления. В этих моделях учитываются такие факторы как рост населения Земли, увеличение доли среднего класса, потребляющего энергоресурсы, рост экономики стран ОЭСР, а также Китая, Индии и других стран АТР — с одной стороны; и повышение энергоэффективности технологий, распространение электромобилей и изменение структуры пользования транспортом, включая рост популярности каршеринга (совместного использования автомобилей) — с другой.

В 2017 г. многие крупные транснациональные нефтяные компании в своих долгосрочных прогнозах впервые обозначили возможность наступления пика потребления нефти. Например, компания BP в долгосрочном (до 2050 г.) прогнозе 2017 года показала, что после 2035 г. спрос на нефть в мире может начать снижение в зависимости от темпов экономического роста, технологического прогресса и климатической политики крупнейших потребителей нефти [5].

Китайская национальная нефтяная корпорация (CNPC) в прогнозе 2017 г. показала, что мировой спрос на нефть достигнет пика между 2030 и 2040 г., после чего до 2050 г. будет резко снижаться. В самом Китае, в соответствии с этим прогнозом, пик наступит в районе 2030 года, и падение спроса к 2050 году будет еще более резким [8].

Китайский прогноз стал неприятной неожиданностью для мировых производителей нефти, поскольку один из главных аргументов противников идеи пикового спроса был связан с ожиданием роста спроса в Китае — там растет средний класс, пользующийся автомобилем, ускоряется экономическое развитие, растет объем перевозок и т. д. Оказалось, что в самом Китае резкого увеличения потребления нефтепродуктов не прогнозируют.

В начале 2018 г. главный экономист компании BP Спенсер Дейл и руководитель Оксфордского института энергетических исследований Бассам Фатух опубликовали статью “Пиковый спрос на нефть и долгосрочный прогноз нефтяных цен” (Peak Oil Demand and Long-Run Oil Prices), в которой показали скорректированную позицию нефтяной отрасли относительно ожидания скорого окончания нефтяной эры. Эти ожидания могли быть вызваны не в последнюю очередь и собственными долгосрочными прогнозами BP [9].

В частности, в прогнозах 2016 и 2017 гг. было показано, что мировые разведанные извлекаемые запасы нефти в разы превышают возможный кумулятивный мировой спрос до 2050 года, из чего следовало, что новые нефтяные ресурсы человечеству нужны не любые, а самые рентабельные, не связанные с экологическими или политическими рисками, и что будет ускоренными темпами идти совершенствование технологий добычи и обостряться конкуренция самых эффективных производителей.

В своей статье Дейл и Фатух отметили два обстоятельства: во-первых, момент наступления пикового спроса на нефть крайне трудно спрогнозировать, он зависит от многих обстоятельств; и во-вторых, даже если потребление нефти в мире достигнет пика, снижение спроса едва ли будет резким, и мир еще в течение многих лет будет нуждаться в значительных объемах нефти [9].

Глава BP Боб Дадли озвучил эти тезисы в Хьюстоне на конференции CERA Week 2018, после чего компания BP выпустила несколько документов, говорящих об изменениях в бизнес-модели BP перед лицом новых вызовов энергетической трансформации [6,7]. Эти изменения отражают стратегический поворот компании, смысл которого — в возвращении к традиционной модели нефтегазового бизнеса на новом историческом этапе, при стремлении снизить углеродный след.

По сути дела, компания заявляет о том, что слишком рано сделала ставку на возобновляемую энергетику и прочие энергетические альтернативы. При самых оптимистичных прогнозах человечеству в обозримом будущем потребуются еще много нефти и газа: ни распространение электромобилей, ни развитие ветровой и солнечной энергетики не переломят общую тенденцию, и задача компании — не допустить инвестиционного провала и удовлетворить эти потребности при минимальном риске климатических изменений.

На самом деле, выбор нефтяных компаний не ограничивается вариантами инвестирования в возобновляемую энергетику или в нефтегазовые активы, скорее это выбор между эффективностью в настоящий момент, стремлением к максимальной эффективности текущих проектов или нацеленностью на участие в энергетической трансформации, обеспечивающей выживание в долгосрочной перспективе.

Исследователи из Оксфордского института энергетических исследований в работе «Рост ВИЭ и энергопереход: стратегия адаптации для нефтяных компаний и стран-нефтеэкспортеров» (The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy for oil companies and oil-exporting countries?)²⁷¹ утверждают, что ни выжидательная позиция, ни резкий переход к инвестициям в ВИЭ не являются удачным вариантом для нефтяных компаний. Это не лучший путь адаптироваться к вызовам энергоперехода, поскольку оба подхода несут в себе риски с точки зрения перспектив бизнеса. Вместо этого они

²⁷¹ <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/05/The-rise-of-renewables-and-energy-transition-what-adaptation-strategy-for-oil-companies-and-oil-exporting-countries-MEP-19.pdf>

предлагают модель постепенного расширения бизнеса как часть полномасштабной стратегии по адаптации. Модель расширения бизнеса «business model extension» включает в себя изменения в инвестициях, операциях, исследованиях и разработках, нацеленных на изучение новых технологий [11].

Для успешного развития компании должны по новой оценить свои существующие проекты по всей цепочке создания стоимости и рассмотреть возможности, связанные с самыми конкурентоспособными и ценными активами, как углеводородными, так и возобновляемыми. Операционная модель компаний также должна быть более гибкой и способной приспосабливаться к изменениям в энергетическом секторе. Расширение бизнес-модели отличается от стратегии, предполагающей балансирование между максимизацией текущей прибыли и стремлением избежать риска разрушения бизнеса в долгосрочной перспективе.

Если по каким-то причинам компания ошиблась в предположениях относительно скорости энергетической трансформации, наиболее перспективных технологий и будущего энергобаланса, это повлияет только на часть бизнес-модели. Поэтому нефтяная компания с расширенной бизнес-моделью едва ли столкнется с полным разрушением бизнеса даже при реализации наихудшего сценария. Ключевым элементом расширенной бизнес-модели может стать интеграция ВИЭ в углеводородные проекты. Например, развитие возобновляемой энергетики имеет смысл для всех крупных компаний на тех рынках, где в результате дополнительные углеводороды могут быть высвобождены для экспорта.

СМЕНА СТРАТЕГИЙ

Изменения в предпочтениях инвесторов также становятся движущей силой энергоперехода. Группы инвесторов, такие как DivestInvest, Breakthrough Energy Ventures и IIGCC оказывают давление на компании, требуя их снижать углеродный след. На климатической конференции в декабре 2018 г. в Польше ('COP24') группа из 415 инвесторов, представляющих свыше \$32 трлн подтвердила свою полную поддержку Парижскому соглашению и решила улучшить представление данных о финансировании климатически значимых проектов. Они также призвали правительства ввести углеродные налоги, лишить ископаемые топлива государственных субсидий и выводить из эксплуатации угольные электростанции.

Норвежский суверенный фонд (Norwegian sovereign wealth fund) предпринимает шаги по отказу от инвестирования в угольную энергетику, так же поступают некоторые частные банки, включая HSBC. Крупнейшие международные банки развития, такие как Всемирный банк, больше не финансируют угольные проекты. Глобальные страховые компании, такие как Allianz и AXA объявили, что перестают страховать угольные проекты. Некоторые из ведущих мировых

компаний объявляют о намерении приобретать всю электроэнергию только из возобновляемых источников и требовать от своих поставщиков поступать аналогичным образом. Apple и Microsoft недавно объявили, что все их подразделения полностью перешли на потребление энергии из ВИЭ. Многие другие компании, включая IKEA, Tata Motors и Walmart, объявили о намерении перейти на 100% потребление энергии из возобновляемых источников.

Многие компании, включая нефтедобывающие, осознают риск для своих операций. Под давлением инвесторов Shell планирует снизить нетто-эмиссию углерода от своих операций, включая эмиссии потребителей, на 20% к 2035 г. ExxonMobil, Equinor и другие нефтяные гиганты поддерживают введение платы за углерод.

Сомнения в будущем нефтяного рынка обострились в период низких цен на нефть. Для многих наблюдателей неожиданной оказалась устойчивость сланцевой добычи в США. Результатом стал спад глобальных инвестиций в развитие традиционной нефтедобычи. Руководители нефтяных компаний заявляют, что рынку необходимо вернуть уверенность в завтрашнем дне, чтобы он не столкнулся с дефицитом предложения. Затянувшаяся инвестиционная пауза чревата проблемами с поставками в долгосрочной перспективе.

Но на практике крупнейшие мировые нефтегазовые компании просто смещают инвестиционный фокус в направлении сланцевого бизнеса, который представляет собой разумную альтернативу, поскольку является профильной деятельностью по добыче нефти и газа, но характеризуется коротким инвестиционным циклом. Кроме того, сланцевые проекты уже доказали свою устойчивость к ценовым колебаниям на нефтяном рынке.

Переход к новой мировой энергетической реальности определяется эффектами, прямо или косвенно связанными с американской сланцевой революцией. Технологический прорыв в сланцевой добыче стимулирует повсеместное развитие прорывных энергетических технологий — вплоть до возобновляемой энергетики, отдельные технологии которой уже конкурентоспособны с традиционной даже при отсутствии государственных субсидий. Важную роль играют потребительские ожидания, требующие от энергетики соответствия устоявшимся представлениям о чистом и устойчивом развитии.

Важный вопрос связан с тем, обладают ли нефтяные компании навыками, которые могут быть использованы при переходе к бизнесу, основанному на возобновляемой энергетике. Сравнение этих двух видов бизнеса пока не в пользу ВИЭ. Во-первых, нефтяные компании привыкли инвестировать в высокоприбыльные добывающие проекты, в то время как вложения в ВИЭ дают невысокий возврат на инвестиции. Нефтяные компании соревнуются в экономической эффективности проектов, в то время как возобновляемая энергетика — это регулируемая отрасль. Во-вторых, успех возобновляемой энергетики связан с наличием субсидий, но нефтяные компании часто опасаются разрабатывать стратегию развития, зависящую от субсидий. Дело осложняется тем,

что прошлый опыт нефтяных компаний по развитию бизнеса ВИЭ не всегда был успешен.

Страны, экономика которых зависит от нефтегазовых доходов, особенно внимательно изучают варианты адаптации к меняющимся условиям. К России происходящие изменения имеют непосредственное отношение — нам необходимо лучше понимать происходящие на мировых энергетических рынках процессы и своевременно перестраивать энергетическую политику.

Возможно, в результате восторжествует подход «выживает сильнейший» начнется гонка производителей нефти, стремящихся успеть монетизировать свои ресурсы на любых условиях — пока это возможно. У России, как одного из ключевых участников мирового нефтяного рынка, выбора не остается: при любом развитии событий необходимо содействовать повышению эффективности добычи нефти, снижать издержки, оптимизировать логистику и внимательно следить за проявляющимися рыночными тенденциями. И не забывать об альтернативных путях развития энергетики.

Глава 18. Энергетический переход и будущее нефтегазовой отрасли

А. М. Мастепанов

Развитие современной мировой энергетики как важнейшей части глобальной экономики обусловлено всей совокупностью природно-климатических, социально-экономических, технологических, политических и геополитических условий и факторов, большинство из которых взаимозависимы и взаимообусловлены, что повышает степень неопределённости их совокупного воздействия [1–6 и др.].

Свой вклад в этот рост неопределённости вносят и глобализация, и геополитика, и взрывное развитие науки и технологий, в том числе открытие новых источников энергетических ресурсов, демографические процессы и резкий рост социального неравенства, социальные революции и войны. Ситуация усугубляется складывающимся профицитом энергоресурсов [2]. В ряду этих факторов и глобальное потепление.

Конечно же, особая роль в развитии энергетики принадлежит базовым, фундаментальным факторам, имеющим долгосрочное влияние²⁷². В то же время, с бурным развитием глобальных сетей и потоков и глобализации в целом, в условиях научно-технического и технологического прогресса, особенно информационных технологий, на развитие мировой энергетики всё большее и большее влияние начинают оказывать процессы и явления, лежащие далеко за её пределами (Рис. 18.1).

Формируя внешнюю среду функционирования энергетики, подобные процессы также оказывают существенное влияние на её количественное, структурное и территориальное развитие. Внешняя среда в совокупности с научно-техническим прогрессом обуславливает и основные энергетические изменения, которые происходят или намечаются в мире. Важнейшее из них — так называемый энергетический переход — Energy Transition (или энергетическая трансформация — Global Energy Transformation), под которым понимается переход человечества к экологически чистой энергетике (и экономике в целом) в целях устойчивого развития и предотвращения негативных изменений климата нашей планеты.

Соответственно, экологическая составляющая становится движущей силой развития энергетической политики в большинстве стран, направленной на решение проблемы изменения климата путём перехода к малоуглеродной и безуглеродной энергетике, поскольку потребление и производство энергии составляют около двух третей глобальных выбросов парниковых газов [7].

По оценке Межправительственной группы экспертов по изменению климата, сделанной в 2018 г., если глобальное потепление продолжится в нынешнем

²⁷² Подробнее об этих факторах см., напр., [4].

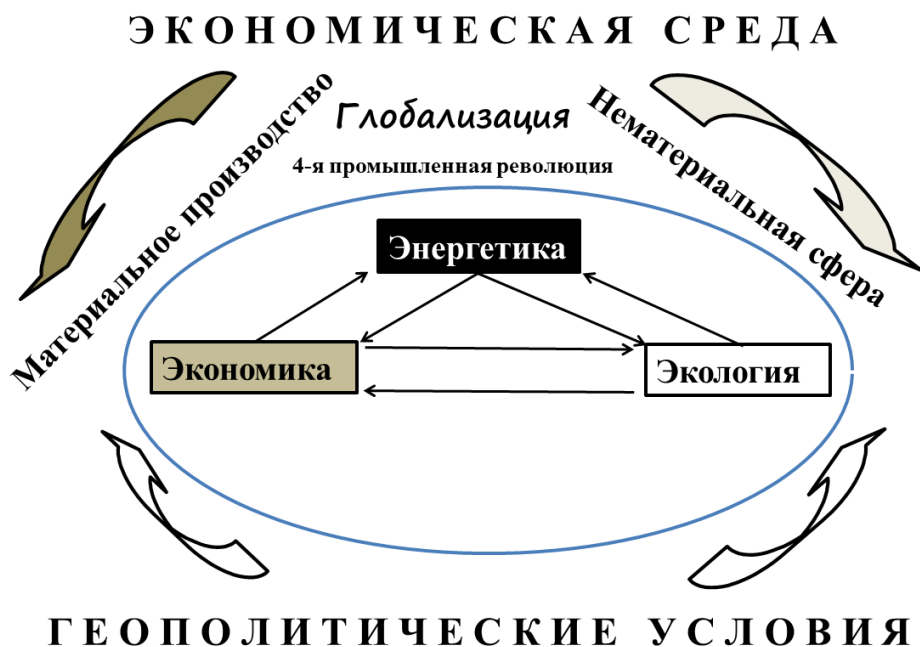


Рисунок 18.1. Процессы и явления, формирующие внешнюю среду развития мировой энергетики

Источник: составлено автором [5]

темпе, повышение температуры на $1,5^{\circ}\text{C}$ выше доиндустриального уровня может произойти уже в 2030 году, вызвав катастрофическую засуху, наводнения и нищету [8]. Именно поэтому необходим переход к более инклюзивной, устойчивой, доступной и безопасной глобальной энергетической системе, которая решает глобальные проблемы при одновременном обеспечении потребителей всеми необходимыми им видами энергии. Причём, как подчёркивается в исследованиях Всемирного экономического форума (ВЭФ), этот переход должен состояться без нарушения баланса «энергетического треугольника»: безопасность и доступ; экологическая устойчивость; экономическое развитие и рост.

Отметим также, что энергетический переход обусловлен необходимостью реагирования и на целый ряд других — не климатических — вызовов и факторов. Как отмечают эксперты ВЭФ, это и кибератаки на всё более интегрированные электрические сети, и риск финансового краха для энергетических компаний, а также риск ограниченного доступа к таким полезным ископаемым, как кобальт, который необходим для новых энергетических технологий.

Ряд связанных с энергетикой угроз здоровью, производительности и равенству является результатом отсутствия доступа к электричеству, которое всё ещё является фактом примерно для 1 млрд человек, и из-за отсутствия чисто-

го топлива для приготовления пищи, влияющего ещё на 3 млрд чел. [8]. Кроме того, почти половина населения земного шара страдает от энергетической нищеты, и цели ООН в области устойчивого развития, принятые в 2015 г., делают доступ к энергии одним из приоритетов.

Но даже все эти цифры не отражают полностью картину энергетической бедности, поскольку существует огромный разрыв между городом и деревней с точки зрения доступа к энергии для приготовления пищи и электричества. Согласно докладу, опубликованному Международным агентством по возобновляемым источникам энергии (IRENA) в 2018 г., почти 87% людей в мире, не имеющих доступа к электроэнергии, живут в сельских районах [8]. Соответственно, обеспечение их доступом к чистой энергии должно происходить одновременно с климатическим императивом энергетической политики: глобальные выбросы CO₂ должны достичь пика до 2030 г., даже если доступ к энергии резко ускорится в развивающихся странах²⁷³ [9].

Следует также отметить, что энергетический переход (а это, прежде всего, политическая цель) стал возможен в результате целого ряда технологических прорывов, достигнутых в начале XXI века в энергетическом секторе мировой экономики. В области производства энергии это солнечная фотовольтаика, масштабное использование энергии ветра и первые успехи накопителей энергии, эффективная добыча нетрадиционных ресурсов нефти и газа. В сфере энергопотребления — развитие электрических транспортных средств и рост энергоэффективности. И там, и там — цифровизация производственных процессов и другие достижения 4-й промышленной революции. Как отмечается в уже упомянутом докладе IRENA, с технической точки зрения удержать рост глобальной температуры ниже 2 градусов Цельсия (°C) можно. Кроме того, такой подход является более выгодным с точки зрения экономики, социума и окружающей среды, нежели подход, основанный на текущих планах и политиках.

Однако глобальная энергетическая система должна претерпеть существенное преобразование — трансформироваться из системы, повсеместно основанной на ископаемом топливе, в систему, повышающую эффективность и основанную на возобновляемой энергии. Такое преобразование глобальной энергетической системы, считающееся апогеем «энергетической революции», которая уже полным ходом идёт во многих странах, может создать более процветающий и безопасный мир [9].

В то же время отказ от углеводородной энергетики — это процесс, растянутый во времени и идущий неравномерно. Он обусловлен эволюцией технологий, с одной стороны, и необходимостью достижения климатических целей — с другой. Основной тренд очевиден, однако остаётся неопределённость в темпах изменений [11]. Некоторые страны, в том числе Франция и Великобритания, уже обозначили чёткие пути отказа от углеводородной энергетики, законодательно

²⁷³ По имеющимся оценкам, к 2050 г. в городах будет жить около 70% мирового населения [10], что в какой-то степени облегчит решение этой задачи.

установив способы и сроки перехода к «климатически нейтральному» состоянию; сократить выбросы парниковых газов ЕС на 55% к 2030 г. призвал Европейский парламент. Но другие государства эту проблему только обсуждают, а третьи пока её просто не видят [11,12].

О проблеме неопределённости при рассмотрении возможной картины будущего глобальной энергетики хотелось бы сказать отдельно. Конечно же, при долгосрочном прогнозировании экономики и энергетики неопределённость присутствовала всегда. Но события последнего времени повысили её степень.

Эта неопределённость побуждает ведущие международные и национальные аналитические центры с одной стороны строить множество различных сценариев, охватывающих по сути практически все возможные варианты развития ситуации, а с другой — заявлять, что их прогнозы — это, в общем-то, и не прогнозы, не предсказания того, что может произойти. Это всего лишь исследование тех путей, по которым мир может развиваться при соблюдении определённых условий, и тех действий, которые могут привести к такому развитию событий; это — всего лишь основа для размышлений о будущем глобальной энергетики [14].

В результате, в долгосрочных прогнозах развития мировой энергетики, разрабатываемых этими центрами в последние годы, оценки и тенденции глобального спроса на энергию и потребления нефти и других видов жидкого топлива зачастую прямо противоположные.

Но вернёмся к проблеме энергетического перехода. Последние данные свидетельствуют о том, что переход к глобальной низкоуглеродной энергетической системе идёт гораздо сложнее, чем предполагали его идеологи. Даже при повышенном уровне внимания к Парижскому соглашению глобальные выбросы CO₂ увеличились в 2018 г. более чем на 2% — это самый высокий рост за последние семь лет. После снижения в 2012–2016 гг. увеличилось в 2017–2018 г. и потребление угля. И хотя доля угля в общем объёме поставок первичной энергии упала до 27,2%, что является самым низким показателем за последние пятнадцать лет, общая доля всех ископаемых видов топлива остаётся практически стабильной с 1990 г. (1990 г. — 88%, 2018 г. — 85%) [15].

Замедление энергетического перехода в глобальном масштабе подтверждается и исследованиями ВЭФ (динамикой Индекса перехода, который в 2018 г. был самым низким за последние пять лет)²⁷⁴ [16].

²⁷⁴ Весной 2019 г. Всемирный экономический форум (ВЭФ) выпустил очередной Доклад о содействии эффективному энергетическому переходу, в котором обобщаются данные так называемого «индекса энергетического перехода». Этот индекс основывается на предыдущей серии разработанных ВЭФ «индексов эффективности глобальной энергетической архитектуры» путём добавления показателя готовности стран к энергетическому переходу. Индекс оценивает страны по текущему уровню эффективности их энергетических систем и готовности их макросреды к переходу к безопасной, устойчивой, доступной и инклюзивной энергетической системе будущего. Эти показатели, по мнению ВЭФ, позволят директивным органам и компаниям определить цель энергетического перехода и его императивы, и соответствующим образом согласовать государственную политику и рыночные факторы.

Ускорение энергетического перехода, как подчёркивается в [16], потребует более быстрого прогресса по всем направлениям, включая исследования и внедрение технологий, большие объёмы инвестиций, участие потребителей, а также разработку и осуществление соответствующей политики. При этом многие эксперты уверены, что в среднесрочной перспективе в качестве альтернативного варианта — «переходного источника энергии» (bridging energy resource) — можно рассматривать вопрос увеличения использования природного газа, поскольку газ, несмотря на его углеводородную природу, является относительно чистым источником энергии²⁷⁵.

Что касается более отдалённой перспективы, то подобную роль природный газ может играть только в сочетании с набором технологий, обеспечивающих улавливание, утилизацию и хранение/захоронение двуокиси углерода [17] (см. ниже).

Естественно, что достижение такой масштабной цели, как обеспечение энергетического перехода — стабилизации глобальных выбросов парниковых газов, удовлетворения будущего спроса на энергию и расширения доступа к надёжной чистой электроэнергии — потребует значительных инвестиций. Так, по данным МЭА, для достижения заявленной Парижским соглашением цели (ограничения потепления менее чем на 2 °C выше доиндустриальных температур — Сценарий устойчивого развития) в период с 2017 г. по 2040 г. потребуются инвестировать в энергетику около 79 трлн долларов [19].

По другим оценкам, объём инвестиций должен быть ещё больше. Так, по оценкам IRENA, сделанным в 2018 г., совокупные инвестиции в развитие энергетики и в энергоэффективность за 2015–2050 гг. могут составить в сценарии энергоперехода (Сценарии «Дорожная карта по возобновляемым источникам энергии» — REmap Case²⁷⁶) порядка 120 трлн долл., а за 2016–2050 гг. (оценка 2019 г.) — 110 трлн долл. [9, 20]. При этом на развитие производства всех видов ископаемого топлива, включая реализацию проектов с использованием набора технологий, обеспечивающих улавливание, утилизацию и хранение/захоронение двуокиси углерода (так называемая технология CCUS — Carbon capture, utilisation and storage) в этом сценарии намечается выделение всего лишь 22 и 17 трлн долл., соответственно.

Подобное сокращение инвестиций, соответственно, до 611 и 486 млрд долл. в среднегодовом исчислении²⁷⁷, закономерно влечёт за собой резкое сокращение

²⁷⁵ См., напр., [18].

²⁷⁶ Этот сценарий включает в себя внедрение низкоуглеродных технологий, основанных в основном на возобновляемых источниках энергии и энергоэффективности, в целях создания условий для перехода к такой мировой энергетической системе, функционирование которой обеспечит рост глобальной температуры уровнем намного ниже 2 градусов по Цельсию по сравнению с доиндустриальным уровнем.

²⁷⁷ Для сравнения: в Сценарии Новых политик WEO-2018 среднегодовой объём инвестиций на эти цели в 2026–2040 гг. составляет 1081 млрд долл. Правда, в Сценарии устойчивого развития, близком по идеологии к сценариям энергетического перехода, этот показатель составляет 574 млрд долл. [14].

потребления ископаемых видов топлива и, соответственно, эмиссии CO₂, что, собственно говоря, и является основной целью концепции энергетического перехода.

Как мы уже отмечали [21], ещё в 2017 г. в совместном с МЭА исследовании IRENA «Perspectives for the Energy Transition: Investment needs for a low-carbon energy system» в сценарии, направленном на достижение целей Парижского соглашения по климату (66% 2 °C Scenario), доля ВИЭ в глобальном энергопотреблении в 2050 г. оценивалась в 47%, а общий объём использования ископаемого топлива — в половину уровня 2014 г. И хотя больше всего сократится использование угля, спрос на нефть также сократится почти на 60%, до 1 760 млн т н. э. (до 40 млн барр./сут.), а природного газа — на 16% (до 2 446 млн т н. э.). Реализация этого сценария, как отмечают его авторы, «потребуется беспрецедентного наращивания всех низкоуглеродных технологий во всех странах» [17].

Ещё более амбиционные цели Агентство IRENA поставило в работе «Преобразование глобальной энергетической системы. Дорожная карта до 2050 г.» (издания 2018 и 2019 гг.) [9, 20]. В Сценарии REmap Case обоих изданий прогнозируется значительный рост энергоэффективности и увеличение доли ВИЭ в суммарном потреблении первичных энергоресурсов к 2050 г. до 66% (в том числе в электрогенерации — до 85–86%) при снижении самого энергопотребления до уровня меньшего, чем он был в 2015 г., т. е. примерно до 12 млрд т н. э.

Соответственно снижаются объёмы потребления ископаемых видов топлива. Так, в Сценарии REmap Case 2018 г. сокращение потребления нефти в 2050 г. по сравнению с Базовым сценарием составит (в нефтяном эквиваленте) 3 057 млн т, природного газа — 2 101 млн т и угля — 2 579 млн т. Тем самым объёмы потребления нефти к 2050 г. сократятся до примерно 24 млн барр./сут. [9].

В издании 2019 г. показаны среднегодовые объёмы потребления ископаемых видов топлива в 2016–2050 гг.: нефти — всего 22 млн барр./сут. против 95 млн барр./сут. в 2010–2017 гг., природного газа — 2 250 млрд куб. м против 3 752 млрд куб. м, и угля — 713 млн т в угольном эквиваленте против 5 357 млн т, соответственно [20].

Возможность более высоких темпов перехода к мало- и безуглеродной энергетике изучается и в других прогностических исследованиях, выполняемых аналитическими структурами, ориентирующимися на устойчивое развитие, безусловное исполнение целевых установок Парижского соглашения по климату и возобновляемые источники энергии.

Так, в представленном компанией DNV GL 10 сентября 2018 г. в Лондоне прогностическом исследовании «Energy Transition Outlook 2018. A global and regional forecast to 2050» отмечается, что достижения в области энергоэффективности и использования ВИЭ позволяют предвидеть большие изменения как в объёмах глобального спроса на первичную энергию, так и в её структуре [22]. В частности, суммарное потребление первичных энергоресурсов достигнет своего пика (15 809 млн т н. э.) уже 2032 г., а конечное — в 2035 г. (11 224 млн т н. э.).

К 2050 г. эти объёмы снизятся, соответственно, до 13 994 и 10 746 млн т н. э. При этом пик спроса на нефть (4 033 млн т н. э. или 91,2 млн барр./сут.) будет достигнут уже 2023 г., после чего потребление нефти начнёт снижаться и составит в 2050 г. всего 2 052 млн т н. э. (46,4 млн барр./сут.). Тем самым доля нефти в глобальном потреблении первичных энергоресурсов составит всего 15%. А всего на нефть, уголь и природный газ в 2050 г. будет приходиться только половина потребляемой человечеством энергии.

Но даже подобных изменений, по признанию авторов этого исследования, будет недостаточно для достижения целей Парижского соглашения: потребуются сочетание более высокой энергоэффективности, более широкого использования возобновляемых источников энергии и более широкого применения технологий улавливания и хранения углерода [21].

Повышенное внимание к проблемам малоуглеродной или безуглеродной энергетики будущего, необходимость замедления роста энергопотребления, а затем и его снижения, как и перехода к экологически более чистым источникам энергии, признаётся в большинстве долгосрочных прогнозов развития глобальной энергетики, разрабатываемых в последние 5–7 лет ведущими международными и национальными аналитическими центрами. Конечно же, переход к малоуглеродной и безуглеродной энергетике произойдёт не сразу, и долгое время объекты углеродной и неуглеродной энергетики будут функционировать одновременно²⁷⁸ [21].

Безусловно, в этот переходный период (по крайней мере, в период до 2035–2040 гг.) и нефть, и природный газ сохраняют свою роль в формировании мирового энергобаланса как одних из основных энергоресурсов. Но происходить это будет на фоне ожидающегося системного кризиса, который охватит как саму экономику и энергетику, так и политику, включая международные отношения, в условиях высокой степени неопределённости практически каждого составного элемента, из которых складывается общая картина энергетики будущего [21].

Так, в базовом сценарии прогноза МЭА 2018 г. (World Energy Outlook — WEO-2018) — Сценарии новой политики — рост мирового спроса на энергоресурсы, в том числе и на нефть, замедляется, но не достигает пика до 2040 г. [14]. В 2040 г. спрос на нефть составит, без учёта жидкого биотоплива, 106,3 млн барр./сут., что на 11,5 млн больше, чем в 2017 г. С учётом жидкого биотоплива — 110,9 млн барр./сут., или 27,6% глобального энергопотребления, равного 17 715 млн т н. э. Спрос на природный газ увеличится до 5 399 млрд куб. м, увеличившись на 44%.

²⁷⁸ Один из возможных сценариев начала подобного перехода к низкоуглеродному миру показан в прогнозе компании BP, изданном в 2016 г. [23]. В этот переходный период как раз и должна возрасти роль природного газа как наиболее экологически приемлемого вида углеводородных ресурсов. Но чтобы эту роль природный газ смог сыграть, цены на него должны быть как минимум не выше, чем на альтернативные энергоносители (с учётом издержек по всей цепочке от производства до конечного потребления, включая меры, связанные с использованием экологически чистых, «зелёных», технологий) [21].

Напротив, в новом для МЭА Сценарии устойчивого развития, который идеологически близок к концепции энергетического перехода, пик спроса на нефть достигается уже к 2020 г. на уровне 97 млн барр./сут. (пик суммарного энергопотребления — к 2030 г. на уровне 13 820 млн т н. э.). К 2040 г. в этом сценарии мировое потребление первичных энергоресурсов составит всего 13 715 млн т н. э., что на 2% ниже уровня 2017 г. При этом потребление нефти снижается по сравнению с 2017 г. на 29% — до 69,9 млн барр./сут. (с учётом жидкого биотоплива — до 77,2 млн барр./сут., или до 23% мирового потребления первичной энергии). Потребление угля снижается на 57%, а природного газа — на 10%.

А в Сценарии текущих политик, который исходит из сохранения существующего положения дел, текущей государственной политики ведущих стран мира, глобальный спрос на нефть и другие жидкие виды топлива составляет в 2040 г. 124,1 млн барр./сут., или 29% общемирового энергопотребления, равного 19 328 млн т н. э., а природного газа — 5 847 млрд куб. м (27,6%) [14].

Продолжение быстрого роста мирового потребления нефти в период до 2040 г. прогнозируется и Управлением энергетической информации США. В обзоре мировой энергетики 2018 г. ИЕО-2018 к 2040 г. глобальный спрос на нефть составит порядка 229 квадриллионов британских тепловых единиц — БТЕ (свыше 131 млн барр./сут., или 31% всего мирового энергопотребления), природного газа — 182 квадриллиона БТЕ (порядка 5,6 трлн куб. м или почти 25%) [24].

Оценки Секретариата ОПЕК (World Oil Outlook 2018) близки к оценкам базового сценария прогноза МЭА. Они также исходят из того, что мировой рост спроса на нефть в перспективе будет осуществляться замедляющимися темпами и составит в 2040 г. 111,7 млн барр./сут., или 27,8% от мирового потребления первичных энергоресурсов. Напротив, темпы роста спроса на природный газ в этот период будут уступать только темпам развития атомной энергетики (соответственно, 1,7% и 2,1% в среднем за 2015–2040 гг.), опережая темпы использования ВИЭ (1,6%). Соответственно, доля газа в глобальном энергопотреблении достигнет в 2040 г. 25% [25].

В прогнозе BP Energy Outlook 2019, опубликованном 14 февраля 2019 г., кроме базового — Сценария эволюционного перехода (Evolving transition scenario) — рассматривается целый ряд альтернативных сценариев. Соответственно, спрос на нефть в этом прогнозе оценивается на уровне 2040 г., в зависимости от сценария, от 80 млн барр./сут. (23% от глобального энергопотребления) в Сценарии быстрого перехода, до 108 млн барр./сут. (27,2%) в базовом Сценарии эволюционного перехода, и до 130 млн барр./сут. в Сценарии «Больше энергии» [26].

По базовому прогнозу McKinsey, он вырастет с 94 млн барр./сут. в 2016 г. до 103 млн барр./сут. к 2035 г., а дальше рост не будет превышать 0,4% в год. Если же ускорится революция в автопроме (электромобили и гибриды составят не 36%, а 50% всех новых автомобилей), доля пластиков, перерабатываемых для повторного использования, вырастет с 8 до 20%, а эффективность исполь-

зования пластиковых упаковок повысится на 5%, то пик глобального спроса на нефть может быть пройден уже в 2025 г. В этом случае спрос на нефть так и не достигнет 100 млн барр./сут., снизившись до 97 млн к 2035 г., а потребности мира в нефти и дальше будут плавно снижаться [27].

Возможность значительного сокращения потребностей в нефти, по мнению идеологов энергетического перехода и других подобных ему сценариев энергетического будущего, обусловлена действием целого ряда различных факторов. В числе важнейших из них:

- **Электрификация легкового, пассажирского и лёгкого коммерческого автотранспорта.** По прогнозам МЭА (Сценарий устойчивого развития) уже к 2025 г. по дорогам будут «бегать» 69 млн электромобилей, а к 2040 году — 933 млн (в базовом Сценарии новых политик — 304 млн). Напомним, что в 2017 г. их было 2 млн. В результате только этого спрос на нефть к 2040 г. снизится в базовом сценарии на 3,3 млн барр./сут., а в Сценарии устойчивого развития — на 10 млн барр./сут. [14]. В соответствии с базовым прогнозом McKinsey, к 2030 г. продажи электромобилей, включая гибриды, составят 50% всех продаж новых легковых автомобилей в США, Евросоюзе и Китае, что соответствует 30% во всем мире [27]. По оценкам ВЭФ (Сценарий B2DS, который определяет путь энергетической системы и траекторию выбросов CO₂, совместимую, по крайней мере, с 50%-ной вероятностью ограничения среднего глобального повышения температуры до 2 °С к 2100 г.), к 2060 г. 90% всех автомобилей на дороге будут электрическими [7].
- **Рост эффективности использования топлива** (топливной эффективности) автомобилями с двигателями внутреннего сгорания. Экономичность двигателей постоянно повышается, что за последние 20 лет уже привело к снижению среднего потребления топлива легковыми автомобилями на бензине на 20%. По оценкам МЭА, это направление позволит снизить к 2040 г. потребность в нефти автотранспортом на 9 млн барр./сут. [14]. Согласно базовому прогнозу McKinsey, спрос на нефть в качестве топлива для легковых автомобилей, на которые приходится две трети спроса всего автотранспорта, достигнет пика в период до 2025 г. Ожидается, что к 2035 г. этот показатель снизится ещё на 40%. Распространение беспилотных автомобилей сократит потребление топлива на дополнительные 20–30% за счёт оптимизации вождения и сокращения маршрутов [27].
- **Рост использования на автотранспорте биотоплива и природного газа.** На альтернативные виды топлива переключается всё больше автомобилей во всём мире, а власти крупнейших городов поощряют массовый переход на него общественного транспорта и такси. Например, в Дели на природный газ переведено уже более 10 тыс. автобусов, более 55 тыс. трёхколёсных и более 10 тыс. обычных такси. В США

на нём работают 20% автобусов и 40% мусоровозов. В Китае более 6000 АЗС предлагают заправку газомоторным топливом [27]. По оценкам МЭА, этот фактор позволит снизить к 2040 г. потребность в нефти ещё на 4,2 млн барр./сутки [14].

- **Сокращение использования нефтепродуктов в судоходстве.** Реализация установленных решениями Международной морской организации (ИМО)²⁷⁹ строгих ограничений по содержанию серы в топливе для морского и речного транспорта до уровня не более 0,5% к 2020 г. по своей значимости, по мнению ряда аналитиков, сравнимо с переходом судоходства от угля к нефти в начале XX века [28]. По оценкам МЭА, доля высокосернистого мазута в международном морском бункерном топливе снизится с 75% в 2017 г. до менее чем 25% в 2040 г., а малосернистого мазута и морского газойля возрастет до 60%, что потребует соответствующих изменений в работе НПЗ. Одновременно почти до 50 млрд куб. м возрастет потребление в этих целях СПГ [14]. ИМО также объявила о стратегии сокращения выбросов парниковых газов в секторе судоходства на 50% к 2050 г. (по сравнению с уровнем 2008 г.). По мнению специалистов МЭА, эта цель достижима только в условиях реализации Сценария устойчивого развития [14].
- **Переход на производство биопластмасс и рост вторичной переработки пластика.** Согласно исследованиям McKinsey, рост спроса на нефть в нефтехимии замедлится в случае более активной переработки пластика для повторного использования²⁸⁰ [27]. Похожие данные приводит и МЭА: рост среднего уровня вторичной переработки пластмасс по всему миру с 15% в 2017 г. до 34% в 2040 г., предусмотренный в Сценарии устойчивого развития WEO-2018, позволит снизить потребление нефти на их производство к 2040 г. на 1,5 млн барр./сут. [14]. Многообещающе выглядят и перспективы масштабного производства биоразлагаемых пластмасс из целлюлозы или лигнина [7].

Отметим также, что весьма перспективным направлением снижения потребностей в нефти является перевод большинства энергоёмких отраслей промышленности и транспорта на водородное топливо и электрохимические генераторы на основе использования топливных элементов. Так, по оценкам экспертов Совета по водородным технологиям (Hydrogen Council), к 2050 г. на водород будет приходиться 18% всего мирового конечного потребления энергии. В частности, в 2050 г. на водородном топливе будут ездить более 400 млн легковых автомобилей, 15–20 млн грузовиков и около 5 млн автобусов, что составляет от 20 до 25% общей численности соответствующих транспортных сегментов [29].

²⁷⁹ ИМО — International Maritime Organization — Международная морская организация, специализированное учреждение ООН.

²⁸⁰ В настоящее время, по данным McKinsey, в среднем в мире утилизируется всего 8% пластика [27].

Тем не менее, как заявил исполнительный директор МЭА доктор Фатих Бирил, в мире не существует никакой чудесной технологии, которая бы решила все пугающие человечество экологические проблемы. «Нам нужно продолжать инновационное развитие целого ряда технологий, включая возобновляемые источники энергии, энергоэффективность, накопители энергии, улавливание углерода и т. д. Как важные части перехода к экологически чистой энергии во многих странах, МЭА рассматривает также водородную и ядерную энергию...», отметил он [30].

Таким образом, глобальный спрос на нефть в долгосрочной перспективе имеет все шансы сильно замедлиться.

Существенно меняется в концепции энергетического перехода роль и существенность основных акторов нефтегазовой отрасли — нефтегазовых компаний.

Как отмечают зарубежные специалисты, нефтегазовые компании всё чаще сталкиваются с целым рядом проблем, относящихся к их деятельности в условиях обеспокоенности общественности проблемами изменения климата:

- юридическими проблемами со стороны экологических активистов;
- требованиями инвесторов раскрывать связанные с изменением климата бизнес-риски;
- призывами к большей прозрачности в части выбросов парниковых газов со стороны государственных регулирующих органов;
- сокращением банковского кредитования некоторых видов нефтегазовых проектов;
- меньшим желанием молодёжи работать в отрасли.

В то же время их способность выработать согласованный ответ осложняется неопределённостью в отношении будущей государственной политики, будущего спроса на углеводороды и темпов развития технического прогресса и потребительских настроений [31].

Конечно, определённые действия в этом направлении предпринимаются. Так, в 2016–2017 гг. семь нефтегазовых компаний (Royal Dutch Shell, BP, Total, ExxonMobil, Chevron, Eni и Equinor) совместно запустили более 100 проектов по снижению выбросов парниковых газов. Они направляли значительные инвестиции в улавливание углерода (42% от общего объёма проектов), энергоэффективность (25%), борьбу с сжиганием газа на факелах (21%) и сокращение выбросов метана из неисправного оборудования (12%). Эти усилия позволят сократить общие выбросы примерно на 20 млн т эквивалента двуокиси углерода в год. В 2018 г. эти компании объявили о планах инвестировать в течение следующих пяти лет в среднем 2,5%, а в некоторых случаях до 6% от их общих капитальных затрат на проекты, связанные с ВИЭ [31].

По данным Ernst & Young, 10 международных нефтяных компаний, самостоятельно либо с партнёрами, с начала 2014 г. по начало 2018 г. в совокупности инвестировали более 16 млрд долл. (из общей суммы капитальных затрат более чем на 350 млрд долл.) в энергетику будущего. Половина из этого объёма

инвестиций (около 7,9 млрд долл.) была направлена на реализацию проектов возобновляемой энергетики (40% на ветроэнергетику и 9% на солнечную энергию). Несколько компаний начинают инвестировать значительные средства в передовые аккумуляторные технологии и офшорную ветроэнергетику [32]. Но этого мало.

Глобальный энергетический переход ставит перед нефтегазовыми компаниями уникальные задачи, требуя от них по-новому адаптировать свои стратегии и основные направления деятельности, исходя из всё более усложняющихся взаимосвязей отрасли с другими секторами экономики и социально-экономическим развитием в целом.

Как уже отмечалось выше, потребление углеводородов не рухнет в одночасье. Однако растущая озабоченность общественности по поводу воздействия на окружающую среду будет оказывать всё большее давление на нефтегазовые компании. И руководители отрасли должны своевременно реагировать на появление сложных вопросов, возникающих у общества в связи с обеспокоенностью по поводу изменения климата и неопределённых последствий энергетического перехода. При этом краткосрочные, оперативные меры должны быть увязаны со стратегическими, долгосрочными планами устойчивого развития.

Следует также учитывать, что изменения в глобальном балансе между спросом и предложением на нефть и газ окажут существенное влияние и на геополитику, что, в свою очередь, скажется на функционировании энергетических рынков. В частности, как отмечают эксперты ВЭФ, международные усилия по принятию политики, направленной на смягчение последствий использования ископаемых видов топлива, создают геополитические проблемы не только для богатых нефтью и газом стран, но и для развивающихся экономик, в которых спрос на энергию будет продолжать расти наряду с ростом индустриализации [33].

Соответственно, зарубежные специалисты рекомендуют руководству нефтегазовых компаний следующие меры [31]:

- акцентировать внимание общественности на свой позитивный вклад в социально-экономическое развитие, включая расширение доступа к энергии, экономическое развитие регионов и повышение надёжности и безопасности поставок энергии;
- уделять приоритетное внимание сокращению выбросов в сфере основной деятельности компаний;
- модернизировать свои операционные модели и усовершенствовать меры управления и отчётности для решения сложных задач учёта выбросов. Надёжные процедуры отчётности имеют решающее значение для завоевания доверия общественности и правительств и предоставления компаниям возможности продемонстрировать прогресс;
- решать проблемы, связанные с их социальной лицензией на ведение деятельности. Важно, чтобы компании устанавливали и поддерживали

вали доверие общественности посредством активного, чуткого и конструктивного взаимодействия со своими заинтересованными сторонами, предпринимали действия, основанные на глобальных стандартах и политике, и содействовали получению чётких и прозрачных данных об экологических показателях;

- разработать всеобъемлющую стратегию, отвечающую целям соответствия глобальным энергетическим преобразованиям. При этом следует уделять первоочередное внимание подготовке предприятий компании к текущим и будущим требованиям к раскрытию информации.

А для политиков соответствующие рекомендации разработал ВЭФ. Кратко они сводятся к следующему [32]:

- Правительствам следует разработать чёткое видение устойчивого энергетического будущего, которое решает многочисленные проблемы энергетической политики и отслеживает прогресс в достижении поставленных целей.
- Для достижения глобальных целей должно быть расширено международное сотрудничество. Совместные инновационные программы создают рыночные возможности, которые приносят пользу как производителям, так и пользователям технологий, способствуя наиболее экономически эффективной трансформации глобальных энергетических систем.
- Должна быть усилена политическая поддержка развитию технологий на всех этапах инновационного цикла (исследования, разработки, пилотные образцы и производство).
- Политики должны лучше понимать возможности и проблемы, возникающие в связи с растущей цифровизацией в энергетическом секторе, которая порождает как новые перспективы, так и дополнительные риски.

В заключение отметим, что ратификация Парижского соглашения и призывы к достижению целей ООН в области устойчивого развития, которые демонстрируют решительную глобальную поддержку для решения проблемы изменения климата и других экологических проблем, вынуждают ведущие международные нефтегазовые корпорации всё чаще признавать важность перехода к более устойчивой энергетике в будущем. Подстёгиваемые акционерами и общественным настроением, эти компании инвестировали большие суммы в возобновляемые источники энергии и выступили с инициативами по содействию более устойчивому и экологически ответственному развитию самой нефтегазовой отрасли.

В этом процессе особенно велика роль технологических инноваций, которые позволяют более эффективно осуществлять поиск, разведку и разработку новых месторождений углеводородов, повысить эффективность использования нефти, снизить воздействие нефтегазовой отрасли на окружающую среду, более эффективно использовать новые альтернативные источники энергии.

Одновременно, как считают эксперты ВЭФ, в долгосрочной перспективе, если нефтегазовые компании посчитают, что конкуренция со стороны альтернативных источников энергии (таких как ВИЭ) угрожает будущему спросу на нефть, может сложиться ситуация, когда производители нефти поспешат монетизировать существующие её запасы путём ускорения добычи. Это, в свою очередь, может привести к снижению цен на нефть, стимулировать её более широкое использование и подорвать усилия в области экологически чистой политики (этот сценарий называется “Зелёный парадокс”) [33]. В совокупности всё это может привести к новым периодам повышенной волатильности рынка.

Словом, ставки для нефтяной и газовой промышленности выше, чем когда-либо. И те компании, которые эффективно впишутся в энергетический переход, будут иметь конкурентное преимущество. И касается это не только зарубежных, но и российских компаний.

Глава 19. «Эффекты домино» американской сланцевой революции

А. А. Конопляник

Американская сланцевая революция запустила цепочку необратимых по своим последствиям процессов в сопряженных отраслях и сферах деятельности по всему миру. Взрывной рост добычи сланцевого газа в США привел к формированию избытка предложения и резкому снижению цен на газ в стране. Стало выгоднее покупать газ собственный, чем импортный.

Поэтому в США — все еще пока крупнейшей мировой экономике — резко сократился спрос на импортный газ. В итоге сработал своеобразный «эффект матрицы», когда изменение параметров одной ее клеточки приводит к изменению суммы по столбцу и по строке матрицы, изменению суммы матрицы и, тем самым, к формированию новой матрицы. Но масштаб американской «матрицы» сопоставим по масштабам с «матрицей» глобальной. Отсюда и масштаб последствий.

Можно выделить несколько волн прямых и косвенных эффектов/последствий (эффектов домино) от изменения баланса спроса-предложения на газ в США в результате сланцевой революции.

Эффект **первый** — для европейского газового рынка и его институциональной структуры. Фактическое закрытие рынка США для импортного (кроме канадского) газа в конце прошлого десятилетия привело к переориентации в Атлантическом бассейне экспортных потоков СПГ и к перенаправлению в Европу нацеленных на США поставок (преимущественно катарского) СПГ. Это привело к формированию избытка предложения на европейском рынке газа, который наложился на снижение спроса на газ в результате экономического кризиса 2008–2009 гг., мероприятий по повышению энергоэффективности и субсидируемого государствами ЕС развития возобновляемых энергоресурсов.

В условиях избытка предложения, как это обычно и бывает, стали активно развиваться спотовые продажи и рынок разовых сделок, особенно в Великобритании и Северо-Западной Европе (СЗЕ), где существует наиболее диверсифицированная в ЕС инфраструктура газовых поставок. Разрыв между спотовыми и контрактными (с нефтепродуктовой индексацией) ценами в СЗЕ в это время достигал двукратной величины.

Именно в это же время (сентябрь 2009 г.) вступил в силу Третий энергетический пакет ЕС, который предусматривает радикальное изменение архитектуры газового рынка ЕС путем создания системы рыночных зон «вход-выход» (по типу бассейнов) с центрами спотовой торговли (виртуальными торговыми площадками) в каждой зоне.

Можно сказать, что без американской сланцевой революции реформа газовой отрасли в Европе на основе Третьего энергопакета ЕС была бы, как

минимум, сильно затруднена, ибо любые либерализационные реформы эффективно проходят только в условиях избытка (контрактного или физического) предложения, что и случилось в ЕС в это время.

Эффект **второй** — для экспортеров трубопроводного газа в Европу (и нефтепродуктовой индексации как исторически основного, до начала нынешнего десятилетия, механизма ценообразования на газ в Европе). Последствия формирования избытка предложения в Европе в результате сланцевой революции в США оказали серьезное и, в итоге, необратимое влияние на контрактные структуры и механизмы ценообразования поставок сетевого газа в Европу основных традиционных экспортеров — России, Норвегии, Алжира и новых поставщиков, в первую очередь Катара.

На сжимающемся рынке началась борьба расширившегося числа поставщиков за удержание/завоевание своей рыночной ниши, то есть пошла игра на понижение цен (вплоть до прямого демпингования) в условиях, когда у покупателей расширились возможности выбора альтернативных поставщиков. Экспортеры вынуждены пересматривать свои контракты, смягчать их условия, вводить различные скидки к цене, фактически все более и более отходя от нефтяной (в Европе — нефтепродуктовой) индексации газовых цен, которая перестала быть основным инструментом ценообразования на европейском газовом рынке.

И если поначалу события 2008–2009 гг. на газовом рынке Европы рассматривались экспортерами газа в ЕС как временные (отсюда и принятие ими поначалу временных — на три года — контрактных корректировок), то в итоге вызванные американской сланцевой революцией изменения контрактных структур и механизмов ценообразования на европейском газовом рынке приобрели необратимый характер. Поэтому можно утверждать, что американская сланцевая революция привела к реформе внешнеэкономической деятельности Газпрома (и других ключевых экспортеров) в направлении ее большей гибкости, адаптивности к новой архитектуре газового рынка ЕС [1–5].

Эффект **третий** — для газового рынка Азии (и нефтяной индексации как основного на рынке АТР механизма ценообразования на СПГ). Нарастивание добычи сланцевого газа в США привело к превращению страны в экспортера СПГ в 2016 г. Первые поставки американского СПГ были законтрактованы на премиальный рынок АТР, где контрактная цена на СПГ, в силу сохранения ее нефтяной привязки, являлась наиболее высокой в мире. Однако контрактная формула цены американского СПГ при поставках в АТР предусматривает как правило иной механизм ценообразования — привязку к цене американского спотового рынка Henry Hub.

Таким образом, на рынке АТР началась конкуренция двух контрактных моделей ценообразования с разными закономерностями формирования и поведения цен «замещающих» энергоресурсов (то есть тех, к чему привязаны импортные цены СПГ в АТР): с нефтяной индексацией и с газовой индексацией

по Henry Hub [6]. Эта конкуренция двух моделей ценообразования на СПГ, по мере развития глобального рынка СПГ, распространилась по всему миру и привела к быстрой эволюции его контрактных структур [7–8].

Эффект **четвертый** — для формирования глобального рынка газа. Превратившись в газового экспортера, США становятся вторым после Катара глобальным арбитражером на рынке СПГ, то есть страной-экспортером, которая сможет работать одновременно как в Атлантическом бассейне, так и в АТР. Это ускоряет ставшее необратимым формирование глобального рынка газа, который будет состоять из региональных рынков сетевого газа, связанных воедино поставками СПГ, где глобальные арбитражеры будут играть роль своеобразных регуляторов рыночной конъюнктуры в региональных секторах.

В настоящее время происходит дрейф контрактной структуры рынка СПГ в направлении ее большей гибкости. Увеличивается доля контрактов, где выбор пунктов конечного назначения остается за покупателем (переход от поставки на условиях CIF/DES к схеме FOB, то есть к закупке на заводе). По этой схеме построены контракты на поставку американского СПГ [9–12]. Это предопределяет увеличение портфельных закупок СПГ, что особенно характерно для вертикально интегрированных компаний с активами в секторах *upstream* и *downstream*, которые за счет логистики могут повышать эффективность использования своего товарного портфеля по сравнению с совокупностью жестких двусторонних контрактов с фиксированными пунктами сдачи-приемки. При переходе от контрактов на условиях CIF/DES к контрактам на условиях FOB и развитием инфраструктуры поставок стало возможным совершение арбитражных операций. Именно они являются драйвером интенсивного развития торговли СПГ.

Формирующийся глобальный рынок сжиженного природного газа находится сегодня на стадии коммодитизации. Примерно на той же, на какой находился мировой рынок нефти в начале 1980-х годов, до становления биржевой торговли нефтью. Превращение СПГ в глобальный биржевой товар (коммодитизация СПГ) происходит с двух сторон: под воздействием как хеджеров, так и спекулянтов. И триггером для такого рода интенсивных институциональных преобразований на формирующемся глобальном рынке СПГ, связывающим воедино, в глобальный рынок газа, его региональные сетевые сегменты, стала американская сланцевая революция и американские механизмы ценообразования на рынке СПГ.

Эффект **пятый** — сланцевая революция продлевает эру углеводородной энергетики со стороны предложения. Она делает еще менее актуальной теорию «пиковой нефти» (построенную на некритической интерпретации теории М. К. Хабберта и его «кривой Хабберта») о якобы скором исчерпании ресурсов углеводородов. Бывшие когда-то нерентабельными для освоения ресурсы сланцевой нефти и газа теперь перешли из категории «нетрадиционных» в категорию «традиционных» энергоресурсов.

Эффект **шестой** — уголь. Ставший дешевым американский газ начал вытеснять более дорогой (по американским меркам) уголь из баланса котельно-печного топлива на рынке США. И вытеснил его на экспорт в Европу, где этот дешевый (по европейским меркам) уголь вступил на рубеже прошлого и нынешнего десятилетий в конкуренцию и начал выигрывать ее, например — в электроэнергетике, у более дорогого контрактного трубопроводного газа с нефтепродуктовой индексацией (то есть в первую очередь у российского газа), поскольку нефтяные цены до 2014 г. стояли на уровне или выше отметки 100 долл./барр.

Тем самым американский импортный уголь стал вытеснять контрактный импортный (российский) газ из конкурентных сфер потребления. Это — вторая волна конкурентного давления на экспортеров трубопроводного газа с контрактами с нефтепродуктовой ценовой привязкой в направлении снижения цен для сохранения своей конкурентной ниши.

Эффект **седьмой** — экология. Уменьшение потребления угля в США и замещение его газом и, наоборот, наращивание потребления угля в Европе и вытеснение им газа привело к уменьшению выбросов CO₂ в США и фактически — (но не статистическому, из-за механизма торговли квотами на выбросы) наращиванию выбросов в Европе.

Европейская экономическая и энергетическая политика имеют ярко выраженную экологическую компоненту — за чистоту окружающей среды. Однако когда выяснилось, что потреблять уголь — преимущественно дешевый импортный американский уголь, вытесненный в Европу американским сланцевым газом, и гораздо более грязное, чем газ, топливо — стало выгоднее, чем потреблять газ, в Европе забыли про борьбу за экологию и стали реализовывать прямую коммерческую выгоду. Отсюда расширение доли потребления угля в европейской электроэнергетике, вытеснение «чистого» газа «грязным» углем за счет того, что последний стал более дешевым.

Эффект **восьмой** — сланцевая нефть. Успехи в добыче сланцевого газа и снижение цен на него в США привели к переносу акцента в освоении сланцевых ресурсов углеводородов с сухого на жирный газ и сланцевую нефть в США для повышения монетизации их освоения в период, когда мировые цены на нее стояли на высоком уровне. В итоге США стали пионером освоения не только сланцевого газа, но и сланцевой нефти, что было изначально вызвано насущными экономическими потребностями — избежать нарастающего кризиса задолженности американских компаний, занимающихся освоением сланцевого газа. Плюс к этому, на сланцевом газе были отработаны технологии добычи более вязкой, чем газ, сланцевой нефти.

Эффект **девятой** — мировой рынок нефти. Наращивание добычи сланцевой нефти в США повышает вес этой страны на мировом рынке нефти. Сегодня этот рынок является биполярным, ибо на рынке физической нефти доминирует Саудовская Аравия, а США уже давно доминируют на рынке «бумажной» нефти. При этом они являются экспортером нефтепродуктов, сокращают импорт

и наращивают экспорт сырой нефти. И не приведет ли наращивание добычи сланцевой нефти в США к превращению страны в нетто-экспортера жидкого топлива и в итоге к трансформации мирового нефтяного рынка из биполярного в униполярный?

Эффект **десятый** — мировой рынок капитала. Снижение цен на газ в США приводит к развороту международных потоков капитала: инвестиции в энергоемкие производства и энергосырьевые отрасли (неэнергетическое использование углеводородов), привлекаемые низкими затратами на энергию/энергоресурсы, начинают возвращаться в США из развивающихся стран, куда они ранее были привлечены низкими издержками на рабочую силу и более низкими стандартами охраны окружающей среды.

Эффект **одиннадцатый** — мировая политика. Оформление (на волне ожидаемого существенного наращивания экспорта американского СПГ) политики «американского глобального энергетического доминирования» (US global energy dominance), которая, наряду с традиционной для каждого президента США политикой «Америка превыше всего» (America First), приводит к использованию любых рычагов и инструментов для продавливания, проталкивания СПГ США на новые рынки, в частности в Европу.

На европейском рынке СПГ из США оказывается, однако, менее конкурентоспособным, чем российский трубопроводный газ²⁸¹. Поэтому очевидно прослеживается политика администрации США (а через механизмы евро-атлантической солидарности — и ряда политических кругов ЕС и/или отдельных стран ЕС²⁸²) по применению широкой совокупности нерыночных методов (административных, санкционных, направленных на отказ от общепринятых норм международного права и пересмотр, в том числе ретроактивный, действующего законодательства) для устранения конкурента и расчистки рыночной ниши для СПГ США в Европе, в первую очередь в зоне традиционного исторического доминирования советского/российского трубопроводного газа. Отсечение (устранение) конкурента повышает цену газа в Европе для окупаемости поставок сюда американского СПГ [14–19]. Прагматичная цель — поддержать «отечественного (американского) производителя» сланцевого газа, обеспечить ему рынки сбыта. Ничего личного. Только бизнес. America First.

Эффект **двенадцатый** — роль американской сланцевой революции в смене парадигмы развития мировой энергетики с ожидания «пики предложения» на ожидание «пики спроса». Развитие энергетики на основе невозобновляемых энергоресурсов допускает в общественном сознании, что в будущем возможны ограничения со стороны их предложения (теория «пиковой нефти»).

Это главное допущение, лежащее исторически в основе современной парадигмы развития энергетики и следующее из работ трех основоположников

²⁸¹ Об этом давно говорят многие исследователи, начиная с Т. Бро [40], их широкий перечень приведен в [13].

²⁸² Ярким примером чего является проект Quo Vadis Еврокомиссии 2016–2018 гг. [20–22].

экономических основ современного этапа развития энергетики на основе использования ископаемого топлива. Это Марион Кинг Хабберт (Marion King Hubbert) — и его «кривая Хабберта», Гарольд Хотеллинг (Harold Hotelling) — и его «правило (рента) Хотеллнига», и Жан-Мари Шевалье (Jean-Marie Chevalier) — и его «перелом Шевалье».

Почему в современной парадигме развития энергетики могут произойти радикальные изменения? В результате радикальных изменений как на стороне спроса, так и на стороне предложения. На стороне предложения главный «возмутитель спокойствия» — американская сланцевая революция и вышеобозначенные ее многовекторные последствия («эффекты домино»).

Эта революция — одна из основных причин сдвига в более отдаленную перспективу пика кривой предложения невозобновляемых энергоресурсов, доминирующих сегодня в мировом энергоснабжении, результат НТП в энергопроизводстве.

Одновременно в зоне спроса происходит наложение нескольких эффектов, в результате чего пик кривой спроса, наоборот, может оказаться сдвинут из отдаленного будущего в ближайшее настоящее.

Во-первых, срабатывает накопленный эффект четырех последовательных, но с «эффектом матрешки» (когда каждый последующий накладывался и дополнял действие предыдущих), этапов постепенного пошагового «ухода от нефти» мировой экономики после нефтяных кризисов и роста цен 70-х годов XX в. Это вело к замедлению роста энергопотребления в промышленно развитых странах с созданием в них первоочередных предпосылок к выходу на «пик спроса».

Во-вторых, происходят изменения в общественном сознании, в результате чего коллективно вводятся добровольные ограничения, сдерживающие и замедляющие рост спроса, исходя, в первую очередь, из климатической повестки. Наиболее яркий пример — Парижское соглашение по климату (COP-21). В итоге мы можем выйти на пик спроса прежде, чем на пик предложения.

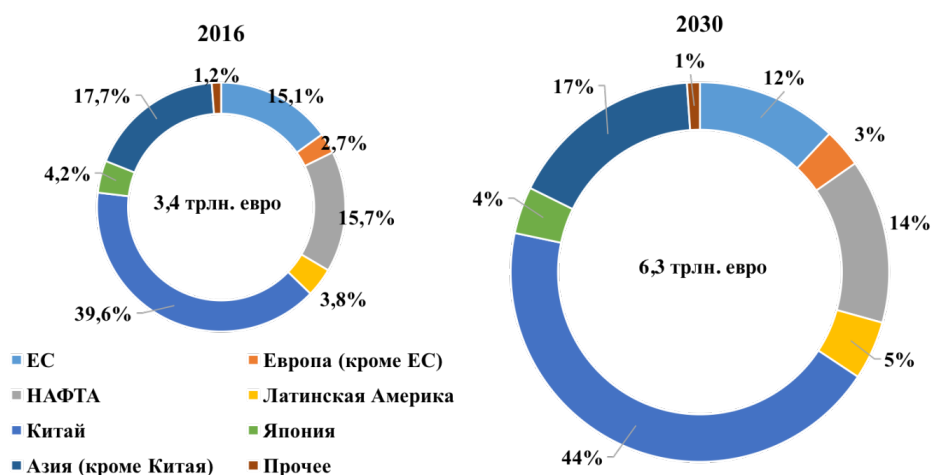
Итак, американская сланцевая революция — это действительно «game changer», имеющая глобальные последствия в глобальном мире с учетом веса США в мировой экономике. Вызванные ею изменения описываются и «эффектом домино», и «эффектом матрицы», и «эффектом масштаба». Последствия эти необратимы, точка невозврата пройдена. Так что можно утверждать, что свою историческую роль американская сланцевая революция уже сыграла.

Глава 20. Мировая нефтегазохимия: основные тенденции развития в условиях трансформации мировой энергетики

К. Н. Миловидов

Мировая нефтегазохимическая отрасль является одной из наиболее динамично развивающихся отраслей мировой экономики. Так, за период 2006–2016 гг. объемы реализации химической продукции (включая нефтегазохимическую) увеличились на 86,3%, преимущественно благодаря быстрорастущему рынку Китая [41]. По оценкам одной из крупнейших нефтехимических компаний мира BASF, среднегодовой темп роста отрасли за период 2018–2020 гг. должен составить 3,4%, что выше ожидаемого темпа роста мировой экономики в целом, причем в Азиатском регионе показатель будет еще выше (на уровне 4,9%) благодаря высоким темпам роста численности населения и увеличению доли среднего класса [51]. По данным Европейского совета по химической промышленности, ожидается, что данный тренд сохранится и в долгосрочной перспективе: в 2030 г. объем мирового рынка химической продукции должен вырасти еще на 85% и составить 6,3 трлн евро (Рис. 20.1).

Столь стремительное развитие нефтегазохимии неудивительно: во-первых, она является базой для получения огромного количества продуктов более высокой добавленной стоимости в самых разных областях: например, полимеры находят применение в строительстве (изоляционные и конструкционные



*Рисунок 20.1 — Прогноз роста мировой химической отрасли
(включая нефтегазохимическую), 2016–2030 (в трлн евро)*

Источник: построено автором по данным [41]

материалы), в производстве тары, упаковки, а также в качестве диэлектриков в электротехнике; синтетические каучуки — производство шин и резины. Во-вторых, нефтегазохимия создает экономические выгоды для производителей, для примера: в 2014 г. в среднем на продаже 1 тонны сырой нефти можно было заработать 715 долл., на реализации нефтепродуктов — 860 долл., на продаже нефтехимической продукции низких переделов — 1200 долл. и высоких переделов — 1700 долл. [8].

За последние 20 лет в мировой нефтегазохимии произошли существенные трансформации, многие из которых стали следствием перестройки мировой энергетики и усиливающейся глобализации. Ознакомимся подробнее с основными тенденциями развития мировой нефтегазохимии.

ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ И СТРУКТУРНЫЕ СДВИГИ В РАЗМЕЩЕНИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ

В первую очередь, стоит отметить сдвиги в территориальном размещении основных мощностей по производству нефтехимической продукции. Так, к примеру, за последнее десятилетие крупные нефтегазохимические центры по производству этилена были сформированы в Китае, Саудовской Аравии, Иране, Катаре и Индии, в то время как в традиционных центрах нефтегазохимии (Европа, Япония, Южная Корея) прирост мощностей был незначительным. Исключение составляют США, где нефтегазохимическая отрасль получила новый виток развития благодаря сланцевой революции, создавшей на внутреннем рынке США избыток дешевого газа, используемого в качестве сырья в нефтегазохимии (Табл. 20.1).

На сегодняшний день также наблюдается тенденция к специализации стран на производстве определенных видов нефтехимических продуктов. Развивающиеся страны, обладающие дешевым сырьем и рабочей силой, удобной транспортной логистикой или же быстрорастущим внутренним спросом на продукцию нефтегазохимии, становятся лидерами в производстве крупнотоннажной продукции (базовые полупродукты, нефтехимикаты и полимеры), поскольку обладают «эффектом масштаба». К этой группе можно отнести такие страны, как Саудовскую Аравию, Иран, Индию и Китай (Ближний Восток и АТР).

Развитые страны, в свою очередь, все больше сосредотачивают внимание на производстве специальной химии и продукции более высоких переделов (биополимеры, спецаучук, наноматериалы и т. д.), поскольку имеют необходимые для этого конкурентные преимущества: технологии, высококвалифицированные кадры и развитое законодательство в части защиты авторских прав, в то время как в базовой нефтехимии проигрывают в конкурентоспособности по сырью. В эту группу входят страны Европейского Союза, Япония. Так, к примеру, в структуре производства ЕС доля специальной химии составляет 27% [41], когда в странах Персидского залива (GCC) этот показатель равен всего лишь 1,6% [46].

Таблица 20.1 — Объемы мощностей по производству этилена
в отдельных странах мира, млн тонн/год

Страны	2000	2014	Прирост
США	26,0	28,4	2,4
Япония	7,0	6,6	-0,4
Германия	5,0	5,8	0,8
Китай	4,1	13,9	9,8
Южная Корея	4,8	5,6	0,8
Саудовская Аравия	3,4	13,2	9,8
Россия	2,8	3,5	0,7
Бразилия	2,4	3,5	1,1
Индия	1,3	3,4	2,1
Иран	0,7	4,7	4,0
Катар	0,5	2,5	2,0
Прочие страны	34,7	52,6	17,9
ВСЕГО В МИРЕ	92,7	143,8	51,1

Источник: построено автором по данным [44]

Структурная перестройка мировой нефтегазохимии и региональная специализация истоками уходят в 90-е годы XX века, когда в развитых странах Европы производство крупных партий базовых нефтехимикатов и полимеров стало экономически нецелесообразным ввиду высокой себестоимости нефти, привязанной к цене нефти. Как следствие — начался переток капиталов в страны с дешевой сырьевой базой для развития нефтегазохимии.

Однако стоит отметить, что в целях более рационального использования ресурсного потенциала, развивающиеся страны-производители базовой нефтегазохимии также начинают постепенно выходить на производство более высокоиндустриальной продукции посредством сделок по слияниям и поглощениям с компаниями-носителями технологий или же за счет увеличения расходов на собственные НИОКР. Так, к примеру, за период 2006–2016 гг. среднегодовые темпы роста инвестиций в химическую (в том числе нефтегазохимическую) промышленность Китая и Индии составили 19% и 8% соответственно (Рис. 20.2).

Игроки мирового рынка нефтегазохимии также отличаются между собой структурой используемого сырья, преимущественно определяемой наличием запасов того или иного вида углеводородов, а также развитостью соответствующей нефте- или газоперерабатывающей инфраструктуры (Рис. 20.3).

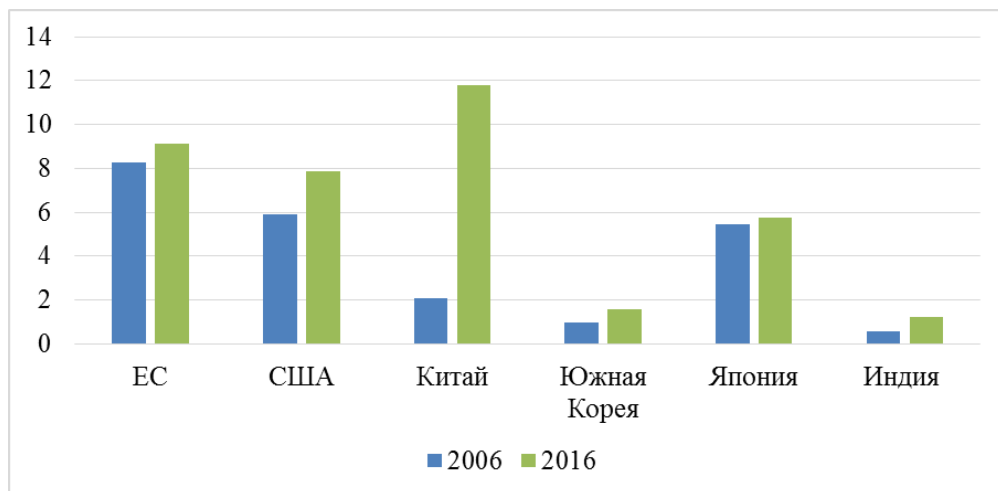


Рисунок 20.2 — Инвестиции в НИОКР в химической промышленности в отдельных странах мира, 2006–2016 гг. (млрд евро)

Источник: построено автором по данным [41]

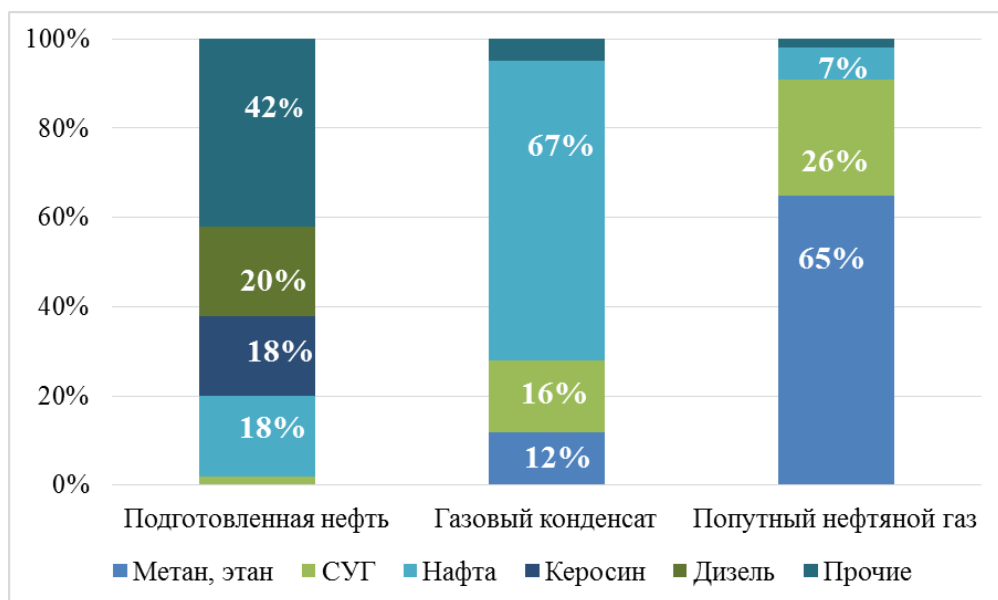


Рисунок 20.3 — Средний выход нефтехимического сырья при переработке определенного вида углеводородов (в %)

Источник: построено автором по данным [6]

Так, к примеру, в Европе, Японии, Китае в качестве нефтехимического сырья преобладают продукты нефтеперерабатывающей промышленности, а именно прямогонные бензиновые фракции (нафта). В свою очередь, в США, Канаде и странах залива (GCC) нефтегазохимия тяготеет к газопереработке, и главным сырьем выступают этан и сжиженные углеводородные газы (СУГ). Особого внимания заслуживает сырьевая база Китая: государство с помощью технологий СТО (coal-to-olefins) и МТО (methanol-to-olefins) активно вовлекает в качестве нефтехимического сырья метанол и уголь, поскольку обладает крупнейшими запасами угля (Рис. 20.4).

Стоит отметить, что доля СУГ и этана в мировом потреблении в качестве нефтегазохимического сырья постепенно увеличивается как следствие сланцевой революции в США, а также стремления добывающих стран найти рациональное применение попутному нефтяному газу. Газовое сырье также является более экономически выгодным: издержки производства этилена на базе этана/СУГ значительно ниже аналогичных затрат на базе нафты, однако по мере снижения цен на нефть, эта разница в издержках сглаживается, при этом выход продуктов на единицу сырья для этана выше, чем для нафты. Что касается использования угля в качестве нефтегазохимического сырья, с падением цен на нефть и газ технология СТО (coal-to-olefins) стала менее рентабельной в сравнении с другими источниками сырья [19].

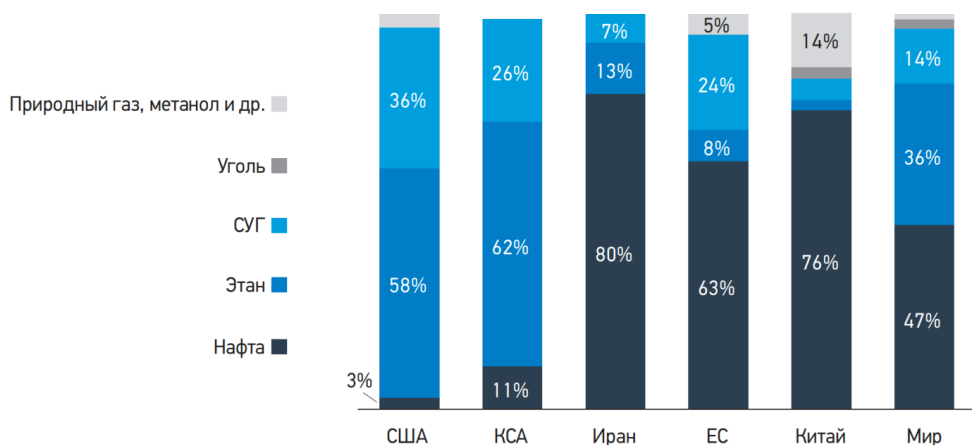
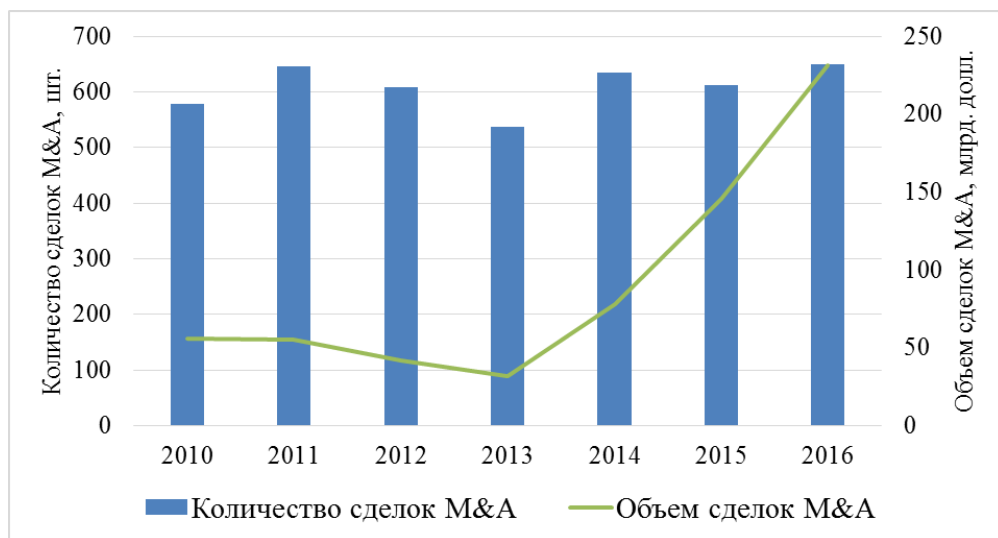


Рисунок 20.4 — Структура нефтехимического сырья в мире и отдельных странах, 2016 г. (%)

Источник: [6]

ГЛОБАЛИЗАЦИЯ И КОНСОЛИДАЦИЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО БИЗНЕСА

В условиях нарастания конкуренции, нестабильности сырьевого рынка, а также глобализации в мировой нефтегазохимической отрасли стала отчетливо проявляться тенденция к консолидации бизнеса, о чем свидетельствует количество и объем сделок по слияниям и поглощениям среди компаний отрасли: только в 2016 г. было проведено 650 сделок M&A, причем 12 из них стоимостью свыше 1млрд долл. (Рис. 20.5).



*Рисунок 20.5 — Количество и объем сделок M&A (в млрд долл.)
в мировой химической отрасли, 2010–2016*

Источник: построено автором по данным [42]

Как правило, сделки по слияниям и поглощениям в нефтегазохимической отрасли проводятся в следующих целях:

- сохранение, приобретение или расширение доли на рынках с высоким/растущим спросом, ожидаемым ростом численности населения и его доходов, увеличением доли среднего класса (например, рынок Китая, Индии);
- аккумулярование ресурсов для развития новых видов бизнеса, приобретения наукоемких технологий/лицензий, аутсорсинг;
- формирование или перенос производственных мощностей в страны с дешевым сырьем, рабочей силой, удобной логистикой, близостью к динамично развивающимся рынкам сбыта, в государства с нежестким экологическим законодательством;

- достижение «эффекта масштаба» и повышение конкурентоспособности за счет реализации проектов большой мощности;
- «эффект синергии» и повышение эффективности за счет диверсификации бизнеса;
- вынужденная мера (например, продажа части активов для покрытия долгов — характерно для периодов экономического спада; закрытие не прибыльного производства);
- изменение стратегии развития (к примеру, переход к производству продукции более высокой добавленной стоимости);
- чисто спекулятивные сделки (операции с проблемными предприятиями).

Интересно отметить, что сделки по слияниям и поглощениям в нефтегазохимии зачастую выходят за рамки своей отрасли: так, к примеру, в настоящее время наблюдается укрепление связей нефтегазохимии с фармацевтикой и агрохимией, поскольку компоненты углеводородов могут быть использованы для получения разнообразных химико-фармацевтических препаратов или же минеральных удобрений.

Среди наиболее масштабных сделок за последние два года можно указать слияние Dow Chemical и DuPont (130 млрд долл.), поглощение Monsanto химико-фармацевтическим гигантом Bayer (66 млрд долл.), сделка между швейцарской Syngenta и китайской ChemChina (43 млрд долл.), в рамках которой Syngenta заполучила емкий китайский рынок для своих химических удобрений, ChemChina — огромный научно-технологический потенциал одного из мировых лидеров агрохимической отрасли [42].

ИНВЕСТИЦИИ В НЕФТЕХИМИЮ

Инвестиции в нефтехимию, которые тесно связаны с нефтепереработкой и добычей газовых жидкостей (NGL), продолжают оживленный рост, следуя временному падению в 2015 г. и стимулируемые высокими темпами спроса, в особенности в Азии. В 2018 г. Суммарные инвестиции увеличатся на 15% и достигнут почти 20 млрд долл. На долю Азии и Северной Америки придется почти половина суммарных инвестиций, остальную часть обеспечит Евразийский регион.

Прирост конденсата — одно из проявлений ориентации нефтепереработки на нефтехимию, поскольку обычно он используется для производства нефти в качестве сырья для крекинга. Кроме того, почти все новые проекты и зоны строительства НПЗ включают установки для производства продуктов нефтехимии. В целом газовые жидкости (этан, нефтяной газ и природный бензин) составят более половины используемого сырья в объемном выражении; на долю нефти и других продуктов нефтепереработки придется менее половины. Но 3/4 общего потребления нефти в качестве сырья обеспечит Азия, где производство NGL составляет лишь 1 млн барр./сут., что намного меньше

потребностей в сырье для данного региона. По этой причине уровень интеграции нефтепереработки и нефтехимии в Азии выше, чем в других регионах. Например, в Китае более 3/4 мощностей по производству этилена принадлежит нефтеперерабатывающим заводам.

Нефтехимическая интеграция для нефтегазовых компаний не является универсальной стратегией. Например, в Европе не всегда целесообразно инвестировать в прямой крекинг NGL, поскольку основная часть сырья импортируется. И уровень операционной интеграции здесь уже достаточно высок — более 40% мощностей по гидрокрекингу нефти принадлежит НПЗ. Дальнейший рост означает либо приобретение активов у чисто нефтехимических компаний, либо инвестирование в новые проекты с тем, чтобы избежать рисков регионального перепроизводства.

РЕИНДУСТРИАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА США

Важным событием, повлиявшим на текущее состояние мировой нефтегазохимии, стала сланцевая революция в США. Избыток предложения газа на американском рынке создал благоприятные условия для реиндустриализации нефтегазохимического комплекса США, поскольку значительное снижение цены на газ в совокупности с уже развитой инфраструктурой сделало американскую нефтегазохимическую продукцию еще более рентабельной и конкурентоспособной на мировом рынке.

США активно наращивают объемы производства этана, получаемого из газа на газоперерабатывающих предприятиях. За период 2000–2017 гг. производство этана в США увеличилось практически в 2 раза. Более того, поскольку внутренний спрос на этан полностью удовлетворен, США уже начали его экспортировать (Рис. 20.6).

Особенно быстро объем экспорта начал расти после того, как в США заработал трубопровод Mariner West, соединяющий американский плей Marcellus с канадской провинцией Онтарио, а также два специализированных морских экспортных терминала, начавших свою работу в 2016 г. Один из них — Marcus Hook мощностью 35 тыс. барр./сут. в Пенсильвании, второй — Morgan's Point в Техасе мощностью 200 тыс. барр./сутки. Экспортные направления помимо Канады: Европа (Великобритания, Норвегия, Швеция), Индия и Бразилия. В 2018 г. также начались поставки этана в Канаду по трубопроводу Utopia.

Дешевый этан создает определенные финансовые выгоды для американских производителей нефтегазохимии, поскольку растет спред между стоимостью этана и ценой получаемого из него этилена, что стимулирует приток инвестиций в данную отрасль. По данным Химического совета США на январь 2018 г., в химическом секторе США запланирована реализация 325 различных проектов, связанных со сланцевым газом, общим объемом инвестиций

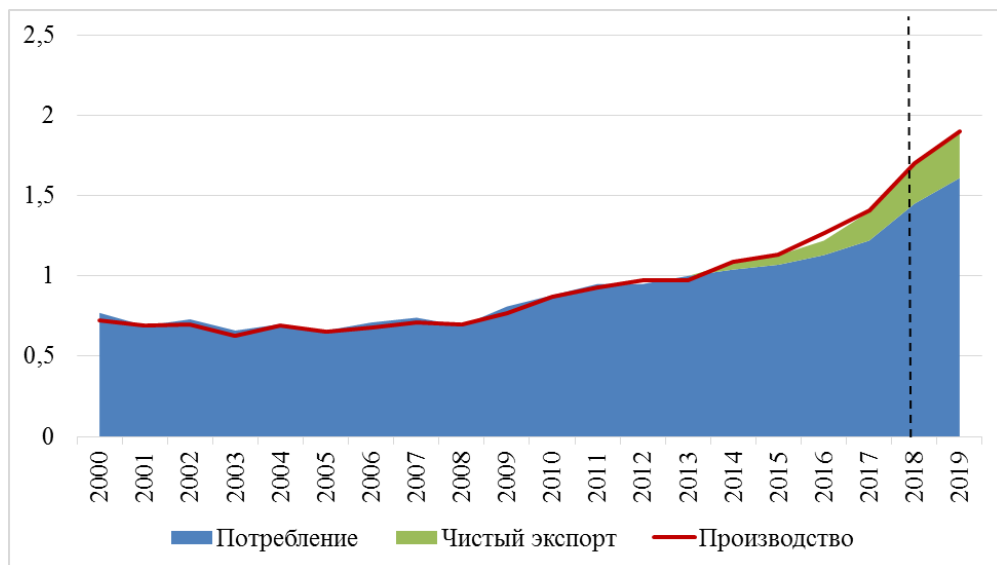


Рисунок 20.6 — Динамика производства, потребления и чистого экспорта этана в США, 2000–2018 (в тыс. баррелей/сутки)

Источник: построено автором по данным [64]

в 194 млрд долл. Для государства, в свою очередь, выгоды сланцевой революции в химическом секторе связаны с созданием дополнительных рабочих мест (по оценкам Химического совета США, 468 тысяч рабочих мест как в химической, так и смежных отраслях), а также рост ВВП на 337 млрд долл. [53].

В табл. 20.2 представлен перечень проектов США по созданию новых мощностей для производства этилена, первые пять из которых уже введены в эксплуатацию.

Таблица 20.2 — Перечень проектов США по строительству крекинг-установок для производства этилена (данные на январь 2018 г.)

Компания	Местоположение	Мощности, тыс. тонн/год	Сроки ввода в эксплуатацию
DowDuPont	Техас	1 500	2017
LyondellBasell	Техас	363	2017
OxyChem/Mexichem	Техас	544	2017
Westlake	Кентукки	32	2017
Chevron Phillips	Техас	1 500	2018
Sasol	Луизиана	1 500	2018
ExxonMobil	Техас	1 500	2018

Компания	Место-положение	Мощности, тыс. тонн/год	Сроки ввода в эксплуатацию
Formosa Plastics	Техас	1 500	2018
Shintech	Луизиана	500	2018
Indorama	Луизиана	440	2018
Westlake/Lotte	Луизиана	1 000	2019
DowDuPont	Техас	91	2019
Shell	Пенсильвания	1 500	2020
Total/Borealis/Nova	Техас	1 000	2020
PTT Global	Огайо	2 000	2020
DowDuPont	Техас	500	2020
INEOS	Техас	270	2020
LyondellBasell	Техас	250	2020
SABIC/ExxonMobil	Техас	3 600	N/A
Formosa Plastics	Луизиана	2 400	N/A

Источник: построено автором по данным [50]

УЖЕСТОЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ

Еще одна тенденция, оказывающая воздействие на современную нефтегазо-химическую отрасль — развитие так называемой «зеленой химии» и ужесточение экологических требований в целях снижения техногенной нагрузки на окружающую среду. Сегодня растут расходы производителей на соблюдение различных нормативов в части выбросов, стоков отходов, энергоэффективности и ресурсоемкости производства, а также сертификации производимой продукции.

«Зеленая химия» подразумевает использование различных безотходных технологий, а также органического сырья растительного происхождения для производства химической продукции: например, крахмал, растительные масла и растительный каучук, биоэтанол, целлюлоза, хитин и т. д.

Особенно актуальна данная тенденции для Европы: по оценкам Европейского совета по химической промышленности, в 2015 г. объем такого сырья, использованного для нужд химической отрасли ЕС, составил 78,7 млн т (10% всего объема сырья) [41]. Безусловно, на сегодняшний день ценовая конкурентоспособность «зеленой химии» еще ограничена и органическое сырье еще не может соперничать с нефтью или этаном, однако все нарастающее в современном обществе беспокойство об охране окружающей среды в долгосрочной перспективе может привести к росту спроса пусть и на дорогие, но экологичные материалы.

Первые разработки технологий «зеленой химии» начались в конце 1980-х годов в итальянской компании Novamont S. P.A, а уже сегодня, к примеру, на рынке можно встретить «экошины» (компания Kumho) или биоразлагаемые полимеры для производства упаковки (Plant Botte) [27].

Как уже было отмечено выше, развитые страны Европы, некогда лидеры мировой нефтегазохимии, ввиду отсутствия собственного сырья, становятся все менее конкурентоспособными в производстве базовых полупродуктов и нефтехимикатов в сравнении с новыми лидерами на данном сегменте рынка (Саудовская Аравия, Иран). Положение европейских производителей сегодня еще усложняет и более жесткое законодательство, проявляющееся в повышении различного рода затрат на соблюдение законодательных норм, в частности, экологических (Рис. 20.7).

Можно привести следующие примеры ужесточения законодательных норм в отношении химических производителей в Европе: в 2007 г. в ЕС в силу вступил

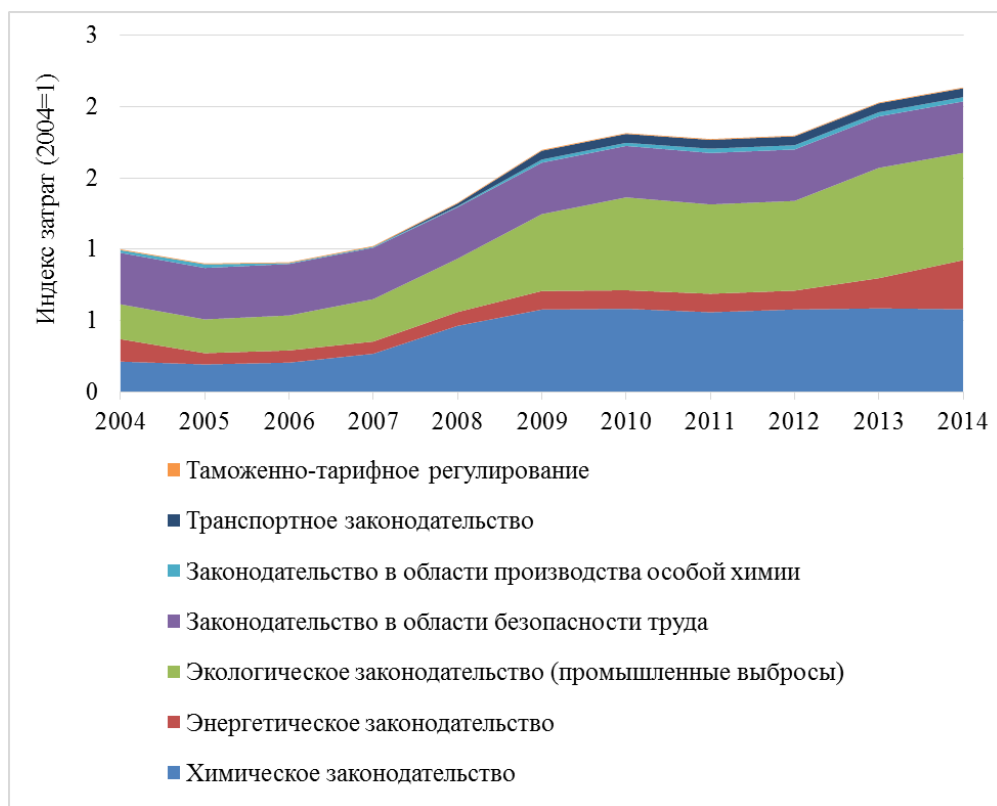


Рисунок 20.7 — Динамика затрат химических производителей ЕС на соблюдение законодательных норм, 2004–2014 (2004=100)

Источник: построено автором по данным [41]

регламент REACH, регулирующий производство и оборот всех химических веществ, включая их обязательную регистрацию, что влечет за собой рост расходов для производителей на исследования и бюрократические процедуры оформления. В 2008 г. заработал регламент CLP, устанавливающий единые требования к классификации, маркировке и упаковке химических продуктов.

Стоит отметить, что рост затрат производителей также становится следствием все более амбициозных целей правительств (преимущественно развитых стран) по снижению выбросов, а также повышению энергоэффективности производства, что сегодня является обязательным условием конкурентоспособности и социальной эффективности. Как видно из рис. 20.8, в ЕС при приросте производства химической продукции на 85% за период 1990–2015 гг., выбросы парниковых газов сократились на 61%, а энергоёмкость производства снизилась на 60%.

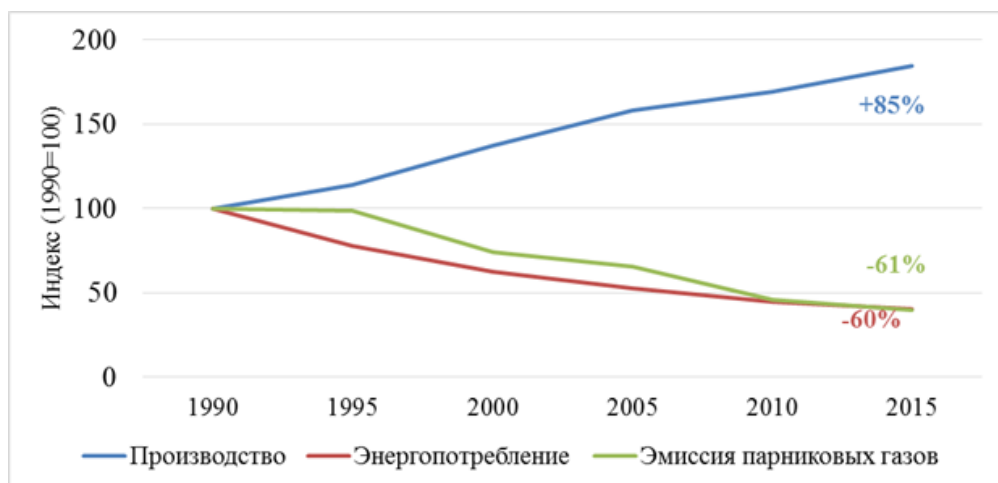


Рисунок 20.8. Динамика производства, эмиссии парниковых газов и энергопотребления в химической промышленности ЕС, 1990–2015 гг. (1990=100)
Источник: построено автором по данным [41]

ДИВЕРСИФИКАЦИЯ БИЗНЕСА ДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

Еще одна тенденция современной нефтегазохимии — все большая диверсификация бизнеса добывающих компаний в сторону развития собственного нефтегазохимического производства (так называемых «нефтегазохимических крыльев»). К примеру, по версии международной аналитической службы ICIS, в ТОП-10 крупнейших химических компаний в 2016 г. вошла ExxonMobil

(США), обогнав по объему продаж даже некоторые специализированные химические компании (Табл. 20.3).

Столь активный интерес к химическому производству со стороны добывающих компаний неудивителен: потребности современного общества в продукции данной отрасли с учетом роста мировой экономики и численности населения будут только расти. Также спрос на химическую продукцию будет стимулировать развитие инновационных продуктов (электромобили, беспилотные летательные аппараты, микросхемы для современных смартфонов, оборудование для выработки ВИЭ, различные цифровые технологии), композиционными компонентами которых являются производные нефтехимической отрасли.

Таблица 20.3 — ТОП-10 крупнейших химических компаний по объему продаж, 2016 (млн долл. США)

№ п/п	Компания	Страна	Объем продаж, млн.долл.
1	BASF	Германия	60 557
2	Sinopec	Китай	48 255
3	Dow Chemical	США	48 158
4	SABIC	Саудовская Аравия	35 415
5	INEOS	Великобритания	32 870
6	Mitsubishi Chemical Holdings	Япония	30 296
7	LyondellBasell Industries	США	29 183
8	ExxonMobil Chemical	США	26 058
9	DuPont	Швейцария	24 594
10	Air Liquide	Франция	19 083

Источник: построено автором по данным [48]

Еще одна важная причина притока инвестиций нефтегазодобывающих компаний в сегмент нефтегазохимии — возможность более рационального применения богатого ресурсного потенциала за счет увеличения в производстве доли продукции более высокой добавленной стоимости на основе нефтегазового сырья, то есть увеличение прибыли за счет более глубокой переработки сырья.

Также стоит отметить, что сегмент нефтегазохимии стал особенно интересен для нефте- и газодобывающих компаний после падения мировых цен на нефть в 2014 г., поскольку развитие нефтегазохимии способно компенсировать потери добывающих гигантов на сырьевых рынках, обеспечить им определенную устойчивость при неблагоприятной конъюнктуре.

Так, за период 2014–2016 гг. объем чистой прибыли американской компании ExxonMobil в секторах добыча/разведка и переработка сократился на 89%, в то время как сектор нефтегазохимии оставался стабильным. Таким образом, неудивительно, что ExxonMobil неуклонно увеличивает капиталовложения в нефтегазохимию: за временной интервал 2006–2017 гг. объем инвестиций в химический сектор компании вырос в 5 раз и в 2017 г. составил 16% совокупных капиталовложений ExxonMobil (Рис. 20.9).

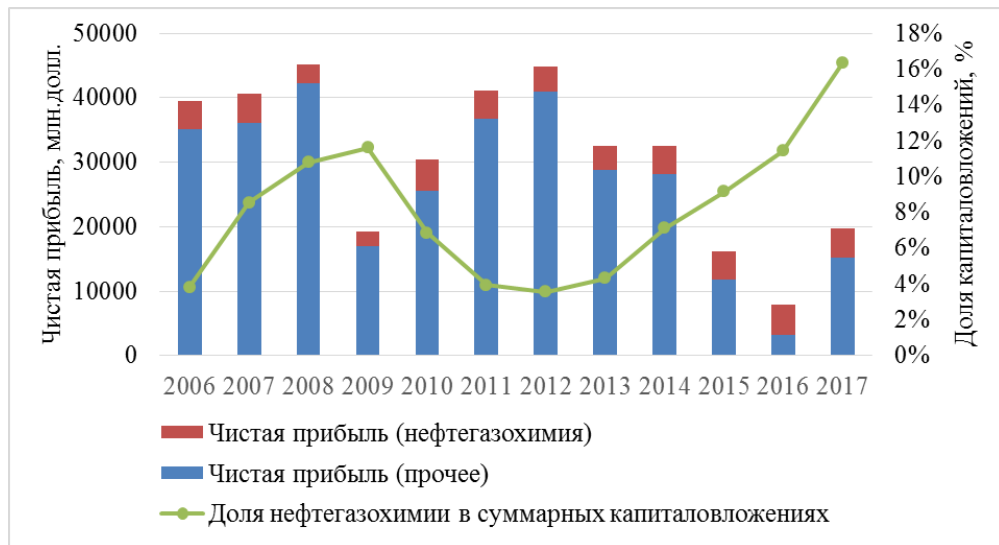


Рисунок 20.9. Нефтегазохимия в структуре ExxonMobil, 2006–2017 гг.

Источник: построено автором по данным [40]

Также стоит отметить, что в основе тенденции нефтегазодобывающих компаний к диверсификации бизнеса в сторону нефтегазохимии лежит экономическая эффективность и синергический эффект от интеграции нефтегазопереработки и нефтегазохимии, повышающий конкурентоспособность их продукции на мировом рынке: происходит экономия затрат от использования общих объектов инфраструктуры, оптимизация потоков сырья, снижение транзакционных издержек за счет использования трансфертного ценообразования, а также компенсация потерь от низких цен на сырьевых рынках. К тому же, развитие нефтегазохимии для нефтедобывающих ВИНК особенно актуально на долгосрочную перспективу, если учесть современные тенденции распространения электромобилей и ВИЭ, способных потеснить традиционные источники энергии в отраслях, где они являются несомненными лидерами.

Таким образом, проанализировав основные тенденции развития мировой нефтегазохимии, можно сделать следующие выводы.

Во-первых, в настоящее время наблюдаются существенные территориальные и структурные изменения в размещении основных производственных мощностей мировой нефтегазохимии: в лидеры выбиваются государства с быстрорастущим внутренним спросом (Китай, Индия), богатой сырьевой базой (Саудовская Аравия, Иран), дешевой рабочей силой или же удобной логистической инфраструктурой (Сингапур, Южная Корея). Неизменным лидером остаются США — во многом благодаря сланцевой революции, создавшей необходимые экономические предпосылки для успешной реиндустриализации нефтегазохимического комплекса страны. Что касается структурных сдвигов, все более отчетливо проявляется тенденция к специализации ключевых игроков мирового нефтегазохимического рынка на производстве конкретных видов продукции: развивающиеся страны — крупнотоннажное производство базовых полупродуктов, полимеров и нефтехимикатов за счет «эффекта масштаба», развитые государства — высокотехнологичная и наукоемкая продукция высоких переделов, специальная химия благодаря имеющимся передовым технологиям и высококвалифицированным кадрам.

Во-вторых, нефтегазохимический рынок становится все более глобальным и концентрированным, о чем свидетельствует число сделок по слияниям и поглощениям: подобного рода сделки открывают для одних производителей новые перспективные рынки сбыта, другим же позволяют заполучить доступ к дешевому сырью или же передовым технологиям, а иногда и избежать жесткого экологического законодательства на территории своей страны. Таким образом, именно экономические факторы сегодня стимулируют реорганизацию мировой нефтегазохимической отрасли и способствуют международному перетоку капиталов и ресурсов. Еще одной современной тенденцией является заключение сделок на стыке нефтегазохимии и смежных с ней отраслей (к примеру, фармацевтикой или агрохимией).

В-третьих, нефтегазохимический бизнес в условиях низких мировых цен на нефть и газ становится одним из наиболее приоритетных направлений для развития ведущих нефте- и газодобывающих компаний: на примере американского гиганта ExxonMobil мы убедились, что диверсификация бизнеса в сторону нефтегазохимии позволяет добывающим компаниям компенсировать потери при возникновении неблагоприятной рыночной конъюнктуры в других сегментах бизнеса (разведка и добыча, переработка). К тому же данную тенденцию можно рассматривать как альтернативную стратегию развития на долгосрочную перспективу, учитывая активное распространение возобновляемых источников энергии и электромобилей, многие составные компоненты которых являются производными нефтегазохимической отрасли.

И, наконец, стоит отметить такой мегатренд, как все активнее развивающиеся требования по охране окружающей среды к производителям химической продукции, в частности, в развитых странах. Как следствие, сегодня растет доля органического сырья в химическом производстве, а также увеличиваются затраты производителей на соблюдение законодательных норм в части экологического контроля, что, безусловно, оказывает воздействие на экономику нефтегазохимической промышленности в целом и, в свою очередь, становится одной из причин структурных и территориальных изменений, происходящих в мировой нефтегазохимии.

Глава 21. Сланцевая революция в США и трансформация мирового угольного рынка

Г. Л. Краснянский
А. Е. Сарычев

Сланцевая революция привела к формированию избыточного предложения на мировых энергетических рынках [Краснянский, 2013] и, как следствие, затяжному кризису, в том числе и на мировом рынке энергетического угля.

Активный рост добычи углеводородов из сланцев в США начался в 2008 г., и всего за четыре года добыча сланцевого газа в стране выросла в шесть раз, а сланцевой нефти на 58%. В результате к 2011 г. на внутреннем рынке США образовался устойчивый излишек предложения и цены значительно снизились — например, спотовая цена на газ за 2008–2011 гг. сократилась в два раза.

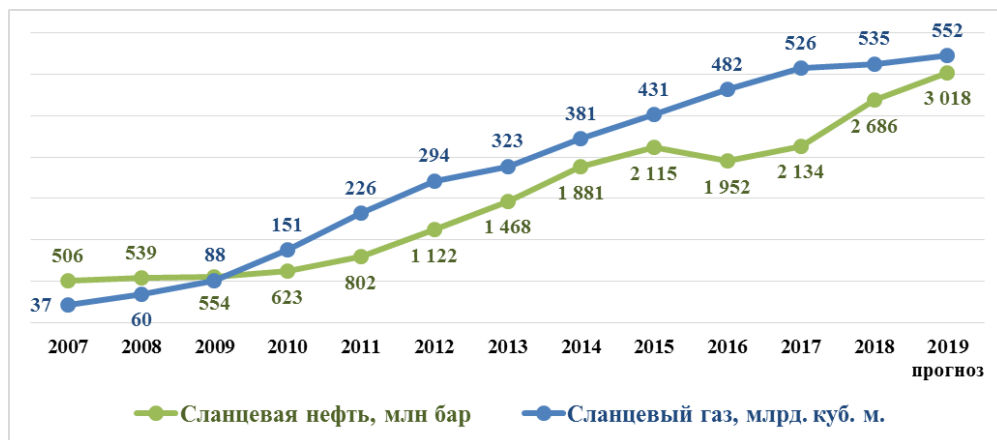


Рисунок 21.1. Добыча сланцевой нефти и газа в США в 2007–2019 гг.

Источник: US Energy Information Administration)

В результате снижения цен на газ внутри США с 2011 г. начался рост его потребления внутри страны, который продолжается и сегодня — общий объем потребления газа в США вырос за 2011–2019 гг. на 28%. Рост потребления газа в США происходил и происходит, прежде всего, за счет замены угля в энергогенерации, что привело к снижению потребления угля в стране за 2011–2019 гг. на 44%.

В условиях сокращающегося внутреннего рынка угольные компании США предприняли попытку компенсировать снижение реализации на внутреннем рынке за счет увеличения экспортных поставок — в 2011 г. экспорт американского угля увеличился на 31% к предыдущему году и еще на 17% в 2012 г. Однако уже с 2013 г. началось снижение экспорта угля ввиду проигрыша

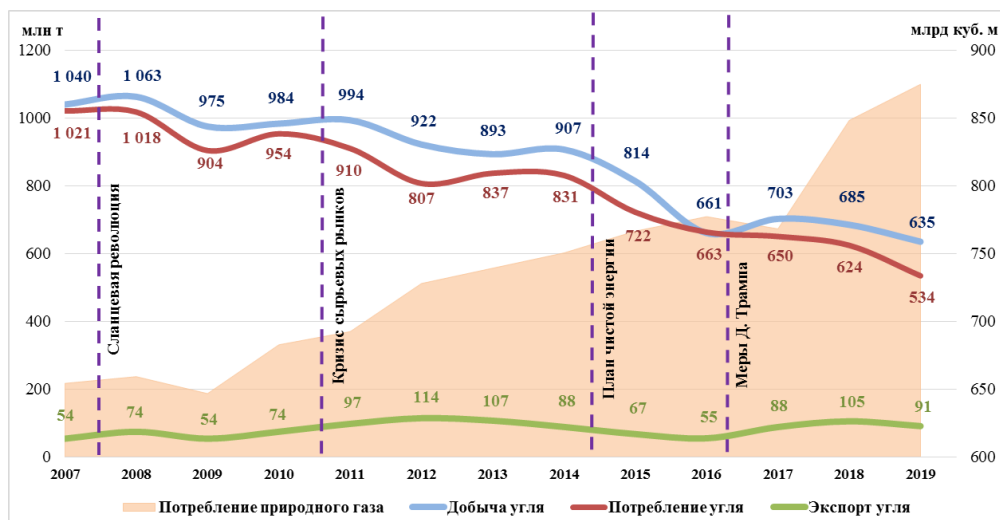


Рисунок 21.2. Угольный рынок США в 2007–2019 гг.

Источник: US Energy Information Administration

в конкурентной борьбе производителям других стран-экспортеров. Например, с рынка Северной Европы США были практически полностью вытеснены поставками из России и Колумбии, частично поставки сохранялись только в рамках геополитических договоренностей (Великобритания, Польша). Фактически угольная отрасль США показала свою неконкурентоспособность в условиях низких цен и смогла нарастить объемы экспорта только после восстановления международных рынков в 2017–2018 гг.

КРИЗИС НА УГОЛЬНОМ РЫНКЕ

В условиях низких цен, сокращающегося внутреннего рынка и низкой конкурентоспособности на международных рынках угольные компании США начали нести значительные убытки. Одновременно произошло снижение мировых цен и на рынках коксующегося угля (за 2011–2016 гг. цены на коксующийся уголь в Китае снизились на 80%), что не позволило компенсировать потери компаниям, имевшим активы как в энергетическом угле, так и в коксующемся.

Дополнительное негативное влияние на угольную отрасль США в кризисный период оказали действия администрации Б. Обамы, направленные на сокращение добычи и использования угля, который рассматривался как главный источник загрязнения окружающей среды. В период президентства Б. Обамы было принято до 500 различных законодательных и регулирующих нормативных актов, оказавших негативное влияние на угольную отрасль США, главным из которых стал «План чистой энергии», направленный на сокращение выбро-

сов углекислого газа топливными электростанциями страны. Учитывая в среднем более высокий объем выбросов угольных ТЭС по сравнению с газовыми ТЭС, был фактически запущен процесс кардинального сокращения использования угля для энергогенерации. За 2 года действия «Плана чистой энергии» (2015–2016 гг.) добыча угля в США сократилась на 27%, а потребление на 20%.

С началом своего президентского срока Д. Трамп предпринял ряд мер по ликвидации последствий нанесенного угольной отрасли урона и ее поддержки:

- Выход США из Парижского климатического соглашения;
- Запуск процесса отмены «Плана по чистой энергии»;
- Отмена моратория на аренду земель для угольных предприятий;
- Снятие ограничений на сброс отходов угольных предприятий в воду;
- Инициирование предписания Federal Energy Regulatory Commission о хранении угольными электростанциями 90-дневного запаса угля.

Предпринятые меры улучшили положение угольной отрасли США, но кардинально ситуацию не изменили, лишь замедлив сокращение потребления внутри страны — по объективным причинам (ценовое соотношение между газом и углем) на внутреннем рынке перевод угольной энергогенерации на газ продолжится в долгосрочной перспективе.

Кризис угольной отрасли США, ставший прямым следствием сланцевой революции, привел к череде банкротств крупнейших угольных компаний США. За 6 лет через процедуру банкротства прошло 10 угольных компаний, объем добычи которых составляет свыше 50% совокупной добычи угля в США. Компании Patriot Coal, Blackjewel, Walter Energy и Mission Coal при этом были ликвидированы, остальные прошли через процедуру реорганизации и смены собственника.

Таблица 21.1. Банкротства угольных компаний США в 2013–2019 гг.

Название компании	Дата начала банкротства	Объем добычи на момент банкротства, млн.т/год
Patriot Coal (дочерняя Peabody)	дек.13	22,0
Alpha Natural Resources	авг.15	12,1
Walter Energy	мар.15	11,0
Peabody Energy Corp	апр.16	169,4
Arch Coal Inc	январ.16	105,0
Westmoreland Coal Company LLC	окт.18	20,0
Mission Coal LLC	окт.18	5,8
Cloud Peak Energy	май.19	50,7
Revelation Energy LLC	июл.19	32,8
Blackjewel (дочерняя Revelation Energy LLC)	июл.19	3,3

Источник: Данные открытых источников и US Energy Information Administration

Рост добычи газа и нефти в США привел к избытку предложения на мировом рынке углеводородов ввиду снижения закупок нефти и газа американскими компаниями и начала превращения страны в нетто-экспортера углеводородов. Избыточный объем наблюдался на мировых рынках нефти и газа вплоть до 2016 г., когда предложение нефти на мировом рынке было снижено за счет соглашения ОПЕК+ по ограничению добычи нефти.

Произошедшие изменения на мировом рынке нефти и газа оказали прямое влияние и на мировой угольный рынок ввиду тесных взаимосвязей между ними — цена на нефть традиционно используется в качестве индекса при определении цен на газ (в первом полугодии 2019 г. эксперты отмечали «открепление» цен на газ от цен на нефть на европейском рынке, что объясняется ценовой войной на данном рынке газа и значительным переизбытком его предложения в данный период). При этом, газ является прямым заменителем угля для энергогенерации, соответственно, цены на уголь на мировом рынке начали снижаться вслед за ценами на нефть и газ.

С начала 2011 г. по февраль 2016 г. цены на энергетический уголь как на рынке Европы, так и на рынке АТР снизились в 3 раза. В данных условиях значительно усилилась интенсивность международной конкуренции, проявилась реальная конкурентоспособность основных стран-экспортеров и произошло перераспределение зон влияния на мировом рынке угля. В условиях низких цен за 2011–2016 гг. свою долю на мировом рынке потеряли США, а лидерами по росту объемов экспорта стали Индонезия, Россия и Австралия.

Доля России в общем объеме международной торговли выросла с 11% в 2010 г. до 13% в 2016 г. и продолжила расти в дальнейшем до 15% по итогам

Таблица 21.2. Экспорт угля крупнейшими странами-экспортерами в 2010–2016 гг.

Млн. т	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Прирост 2010–2016	
								млн. т	%
Австралия	293	285	302	337	376	385	392	99	+34%
Индонезия	196	273	304	355	375	366	379	183	+93%
Россия	116	111	131	140	155	156	171	55	+47%
Колумбия	70	81	85	80	83	83	86	16	+22%
ЮАР	67	69	76	75	69	71	77	10	+15%
США	74	97	114	107	88	67	55	-19	-26%
Общий объем международной торговли	1096	1196	1275	1365	1413	1312	1331	235	+21%

Источник: Данные АО «Росинформуголь», Международного энергетического агентства, US Energy Information Administration, Национальных статистических служб, Argus Media

2018 г. Российские угольные компании в период кризиса сырьевых рынков стали основными поставщиками угля в европейские страны (север Европы), а также начали наращивать объемы поставок в страны АТР, где лидирующую позицию занимают Индонезия и Австралия. Ведущее положение на рынке южной Европы заняла Колумбия.

Кроме того, обострение международной конкуренции привело к значительному увеличению скорости изменения направления потоков международной торговли — срок перенаправления поставок с одного географического рынка на другой занимает сегодня максимум 1–3 недели. Данный фактор привел к усилению взаимосвязи между основными международными рынками угля, и изменение цен на одном рынке в кратчайшие сроки приводит к аналогичным изменениям на других рынках.

Сланцевая революция привела к долгосрочному кризису на международном рынке угля, который был преодолен лишь за счет действий Китая, крупнейшего потребителя и импортера угля в мире.

РОЛЬ КИТАЯ В ВОССТАНОВЛЕНИИ МИРОВОГО УГОЛЬНОГО РЫНКА

В результате кризиса мировых сырьевых рынков, инициированного сланцевой революцией, цены на международных рынках энергетического угля достигли своих минимальных значений в феврале 2016 г., сократившись в 3 раза с начала 2011 г. (с 120 до 40 \$/т, CIF ARA 6000 ккал/кг).

В данной ситуации в сложном экономическом положении оказались угледобывающие компании в большинстве ведущих стран-экспортеров, что грозило массовыми банкротствами по аналогии с угольной отраслью США, в том числе и в России, так как отечественная угольная отрасль к 2016 г. три года подряд была убыточной.

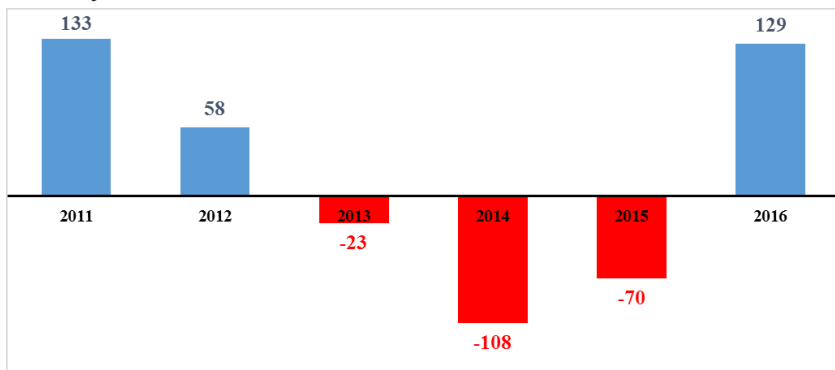


Рисунок 21.3. Прибыль до налогообложения компаний угольной отрасли России в 2011–2016 гг., млрд рублей

Источник: данные АО «Росинформуголь»

Однако, уже с I квартала 2016 г. на международных рынках энергетического угля началось восстановление цен: с февраля по декабрь цены выросли вдвое. Причинами активного роста стало влияние смежных рынков (возобновление роста цен на нефть и газ), погодные условия (муссоны, ограничивавшие предложение угля из Австралии, Индонезии и Колумбии; холодная зима в северном полушарии), а главное — действия Китая по реструктуризации собственной угольной отрасли.

Рост экономики Китая в последние десятилетия привел к росту потребления электроэнергии и, как следствие, росту потребления угля — основного энергоресурса для производства электроэнергии в стране ввиду доступности и высокой рентабельности угольной энергогенерации. В результате Китай стал и останется в среднесрочной перспективе крупнейшим игроком на мировом угольном рынке, обеспечивая около 50% мирового потребления (прежде всего, энергетического). Одновременно Китай является и крупнейшим производителем угля в мире, однако угольная отрасль страны во многом является устаревшей и необходимость ее структурной перестройки была очевидной уже в середине 2000-х гг.

К реализации программы реструктуризации угольной отрасли Китай приступил в 2016 г. и планирует завершить ее в течение XIII пятилетнего плана (2016–2020 гг.). Основной целью программы является повышение рентабельности китайской угольной промышленности, являвшейся к началу 2016 г. глубоко убыточной, что и определило основные шаги реструктуризации:

Заккрытие устаревших мощностей. Планом реструктуризации предполагается ликвидация 800 млн.т устаревших и малоэффективных мощностей (15–20%

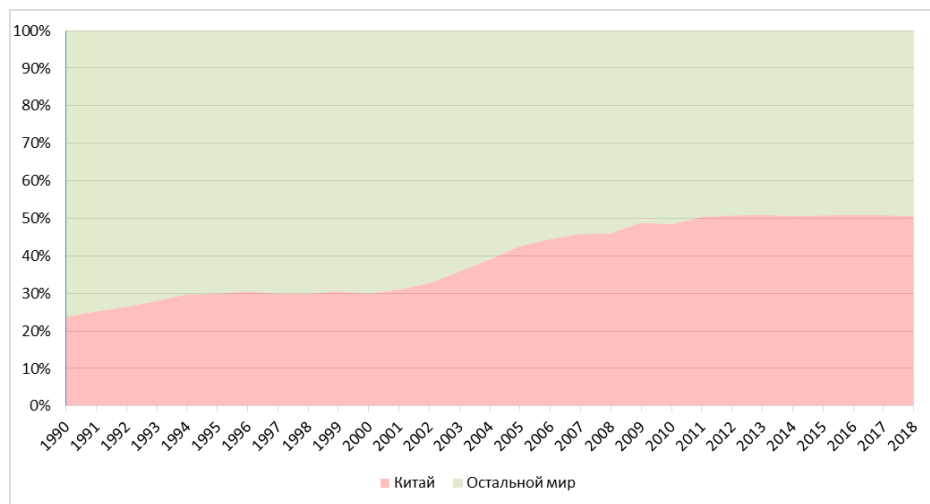


Рисунок 21.4. Доля Китая в мировом потреблении угля

Источник: данные ВР

всех мощностей отрасли по различным данным), в том числе за 2016–2018 гг. — 500 млн.т. Данный этап является наиболее важным для оздоровления угольной отрасли (аналогичным образом закрывались бесперспективные мощности во время реструктуризации угольной отрасли России в середине 1990-х гг. [Краснянский, Яновский, 1995; Яновский, 1995; Малышев, 1996]) и его реализации было уделено особое внимание.

В результате, только за 2016–2018 гг. было выведено 690 млн.т устаревших мощностей, а за первые 7 месяцев 2019 г. еще 140 млн.т. Таким образом, поставленная цель уже достигнута, но в соответствии с заявлениями руководства отрасли и страны программа закрытия убыточных мощностей будет продолжаться, так как показала свою высокую эффективность.

За счет реструктуризации угольной отрасли планируется также переместить центр добычи угля на запад и север — из провинций Хэбей и Шаньси в провинции Шэньси, Внутреннюю Монголию и Сицзян. Данный шаг позволит улучшить экологическую обстановку в наиболее проблемных с точки зрения экологии регионах юго-востока. При этом, смещение центра добычи и, как следствие, рост транспортных издержек будут оказывать положительное влияние на рынок импортного угля (поступает в южные порты страны).

Повышение цен. Учитывая, что основной целью программы реструктуризации является повышение рентабельности китайской угольной промышленности, государство оказало прямое влияние на мировой рынок энергетического угля с целью быстрого повышения уровня цен.

Действия Китая на международных рынках в 2016 г. были направлены на создание искусственного дефицита на внутреннем рынке, который должен был способствовать росту мировых (и как следствие внутренних) цен до рентабельного для китайской угольной отрасли уровня. Формирование дефицита собственной добычи обеспечивалось в 2016 г. за счет введения временных ограничений по времени работы угольных предприятий — была введена 5-дневная рабочая неделя вместо 6-дневной для большинства предприятий (прежде всего, для наиболее устаревших, что ускоряло их ликвидацию).

Дефицит собственной добычи привел к росту импорта угля в Китай в 2016 г. на 25% до 254 млн.т (доля китайского рынка в общем объеме международной торговли углем выросла за год с 16% до 19%).

*Таблица 21.3. Основные показатели угольного рынка Китая
в 2015–2019 гг., млн т*

	2015	2016	2017	2018	2019 (прогноз)
Добыча	3651	3342	3485	3520	3610
Импорт	204	256	271	283	302
Потребление	3965	3870	3885	3924	3976

Источник: данные Национальной статистической службы КНР и Argus Media

Действия Китая позволили всего за 10 месяцев вдвое увеличить цены на энергетический уголь, при этом цены росли как на азиатских, так и на европейских рынках ввиду перераспределения потоков международной торговли.

После достижения необходимого для рентабельной работы китайской угольной отрасли уровня цен, все ограничения по времени работы угольных предприятий были отменены. При этом, высокий уровень импорта сохранился и в 2017–2019 гг., но обеспечивался уже не искусственными ограничениями, а объективным процессом вывода устаревших мощностей и повышения загрузки оставшихся предприятий.

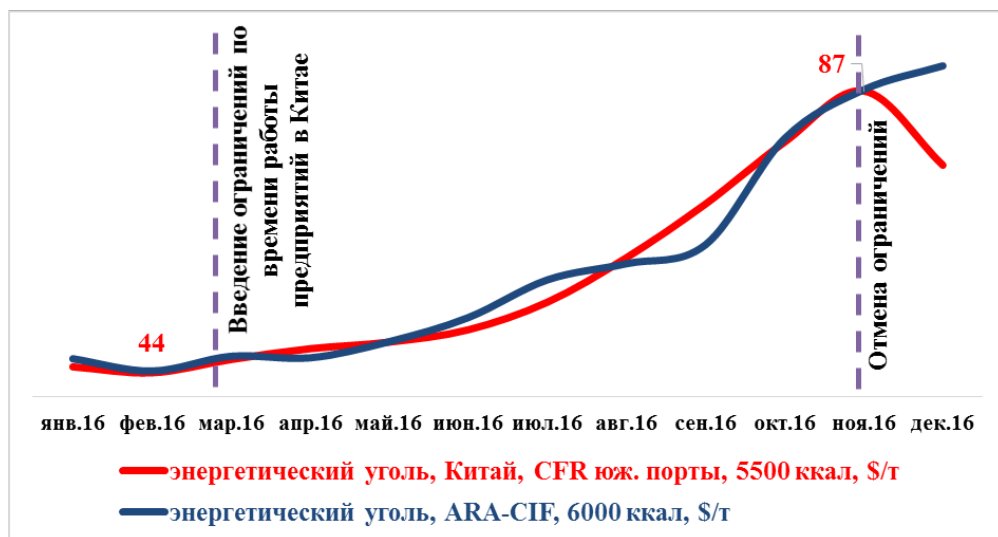


Рисунок 21.5. Действия Китая и цены на международных рынках энергетического угля

Источник: данные Argus Media

Контроль за рынком. В целях предупреждения нежелательных изменений на угольном рынке и ухудшения достигнутых позитивных условий для проведения реструктуризации, Китай с 2016 г. начал осуществлять комплекс мер по контролю за рынком угля. Прежде всего, речь идет о мерах по поддержанию целевого рентабельного для отрасли уровня цен на внутреннем рынке (75–85 \$/т) за счет директивного регулирования цен местных производителей.

Дальнейший рост импорта угля также считается потенциально опасным и ограничивается, в том числе с помощью прямых запретов на импорт через систему квот по приему угля для портов — вводились в 4 квартале 2018 г. и ожидаются к введению в конце 2019 г.

Действия Китая в 2016 г. оказали наиболее существенное влияние на восстановление цен на международных рынках энергетического угля и стабилизации мирового рынка, которое сохранялось до конца 2018 г.

В 2019 г. начался новый этап снижения цен на мировом рынке энергетического угля, в том числе из-за изменения ситуации на китайском угольном рынке. Ввиду начала торговой войны с США были снижены прогнозы роста ВВП и промышленного производства в стране, что привело к ухудшению прогнозов по потреблению электроэнергии и, как следствие, импорта угля. Одновременно была завершена основная фаза реструктуризации угольной отрасли страны и начался рост добычи, что также негативно отразилось на ожиданиях по импорту.

Другими значимыми факторами, оказавшими негативное влияние на цены энергетического угля на мировом рынке, стали климатические условия (теплая зима 2018–2019 гг. в Европе привела к значительному падению спроса на уголь), а также ценовые войны на рынке газа. В начале 2019 г. значительно нарастили объемы закупок сжиженного газа страны Европы (прежде всего Бельгия, Нидерланды, Франция и Великобритания) — в январе-апреле 2019 г. совокупные объемы поставок в регион более чем вдвое превысили объемы предыдущего года, что, по данным Wood Mackenzie, привело за первые

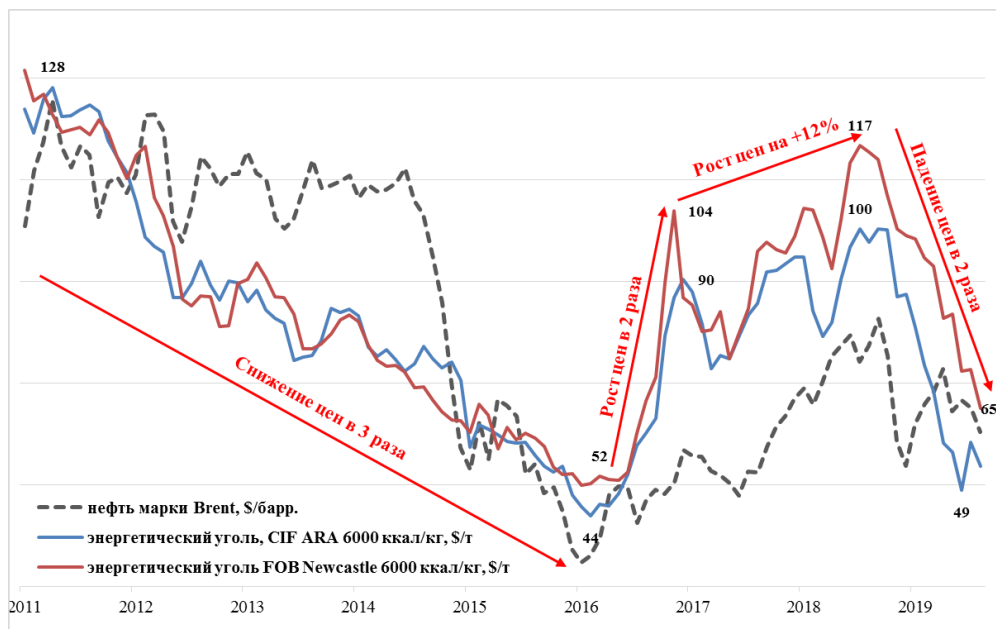


Рисунок 21.6. Динамика цен на энергетический уголь на основных международных рынках в 2011–2019 гг.

Источник: данные Argus Media

4 месяца 2019 г. к снижению цен на газ в Европе на 25% (по сравнению с серединой 2018 г. цены сократились вдвое). Аналогичным образом снизилась и цена на СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Снижение цен на газовом рынке оказало прямое негативное влияние на цены на уголь на большинстве международных рынков.

В результате негативного влияния комплекса факторов с октября 2018 г. по июнь 2019 г. как на азиатских, так и на европейских рынках энергетического угля цены сократились вдвое, что вернуло угледобывающие компании к кризисным условиям работы на рынке.

В данный момент в экспертном сообществе не сложилась единой оценки текущей ситуации на мировом рынке энергетического угля — часть участников рынка говорит лишь о краткосрочном негативном характере действующих на рынок факторов, другие считают, что отрасль вошла в низкую фазу цикла развития и в ближайшие 2 года восстановления рынка не ожидается.

В тоже время, помимо ценовой конъюнктуры на мировом рынке энергетического угля происходят процессы трансформации, которые значительно изменят его структуру уже в среднесрочной перспективе.

НОВЫЕ ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ И ТРАНСФОРМАЦИЯ МИРОВОГО РЫНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УГЛЯ

Новые центры потребления угля

Большинство аналитических компаний и экспертов в числе наиболее значимых факторов, оказывающих наибольшее влияние на развитие мирового угольного рынка в долгосрочной перспективе, выделяют усиление экологических требований. Наиболее радикальные прогнозы, предполагающие масштабное развертывание экологических программ и снижение выбросов углекислого газа, показывают крайне негативные сценарии развития мирового угольного рынка. Так, по расчетам Wood Mackenzie, в случае реализации сценария устойчивого развития (SDS) Международного энергетического агентства, мировое потребление энергетического угля с 2019 по 2040 г. сократится в 2 раза, а рынок морской торговли в 3 раза.

В тоже время, эксперты не наблюдают полного выполнения даже официально заявленных планов отдельных стран по снижению выбросов и ужесточению экологических программ — в результате, наиболее вероятные сценарии развития мирового угольного рынка (Международное энергетическое агентство, Wood Mackenzie, BP, Noble Group) не предполагают в ближайшие 20 лет какого-либо снижения абсолютных объемов потребления угля в мире (при сокращении доли угля в топливно-энергетическом балансе за счет преимущественного развития зеленой энергетики) и рынка международной торговли.

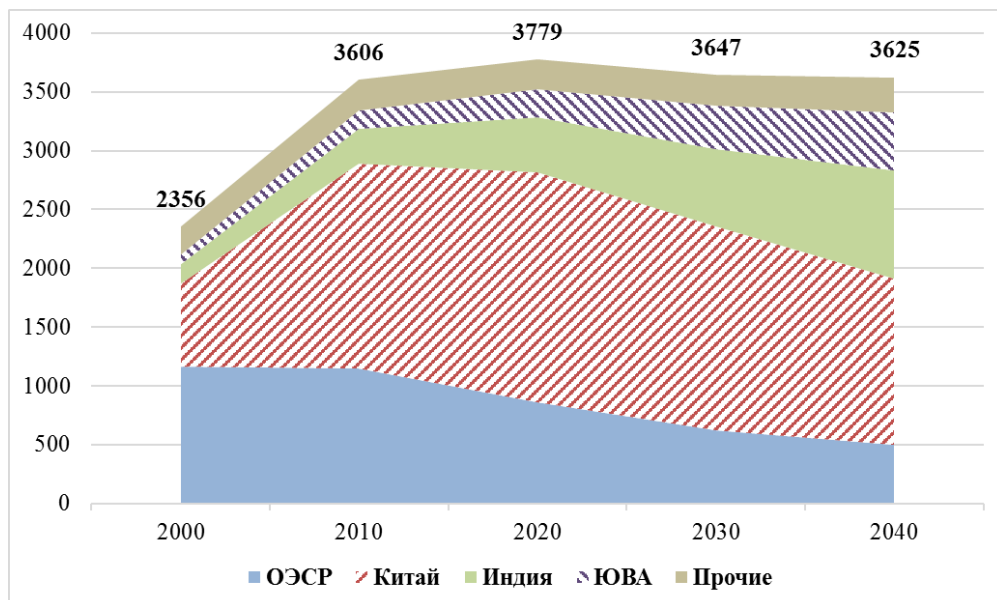


Рисунок 21.7. Прогноз потребления угля в мире, млн.т нефтяного эквивалента
Источник: данные ВР

Все базовые прогнозы развития мирового угольного рынка также предполагают дальнейшее смещение центра потребления угля в Азиатско-Тихоокеанский регион. По прогнозам Wood Mackenzie, уже к 2020 г. из 1 млрд т международной морской торговли энергетическим углем 80% или 800 млн.т будет приходиться на страны АТР. Кроме того, внутри региона АТР прогнозируется смещение точек роста рынка энергетического угля с традиционных рынков (Китай, Япония, Корея) на новые быстрорастущие рынки — Индию и страны Юго-Восточной Азии (Вьетнам, Таиланд, Филиппины, Бангладеш, Мьянма).

Причиной выхода Индии и стран ЮВА на первые роли в обеспечении роста потребления угля является высокий уровень неудовлетворенного спроса на электроэнергию от населения и развитие местной промышленности. По данным Международного энергетического агентства, более 200 млн человек в странах ЮВА и 250 млн человек в Индии не имеют постоянного доступа к электричеству. Растущий спрос на электроэнергию удовлетворяется в первую очередь за счет развития угольной энергогенерации как наиболее доступной в данный момент. По прогнозам World Coal Association, к 2040 г. 77% всех установленных мощностей угольных ТЭС мира будет расположено в АТР (в данный момент 66%).

Страны ЮВА еще 2–3 года назад не рассматривались экспертами в качестве перспективных рынков, однако значительные темпы роста импорта привлекли

к ним внимание и теперь они являются признанной точкой роста потребления и импорта угля как минимум в среднесрочной перспективе. Особенное внимание рынкам ЮВА обеспечено также тем фактом, что практически весь прирост потребления в них означает соответствующий прирост импорта ввиду отсутствия возможностей увеличения собственной добычи. В тоже время, Индия в долгосрочной перспективе при общем росте потребления намеревается опираться на собственную добычу и планирует постепенно снижать импорт.

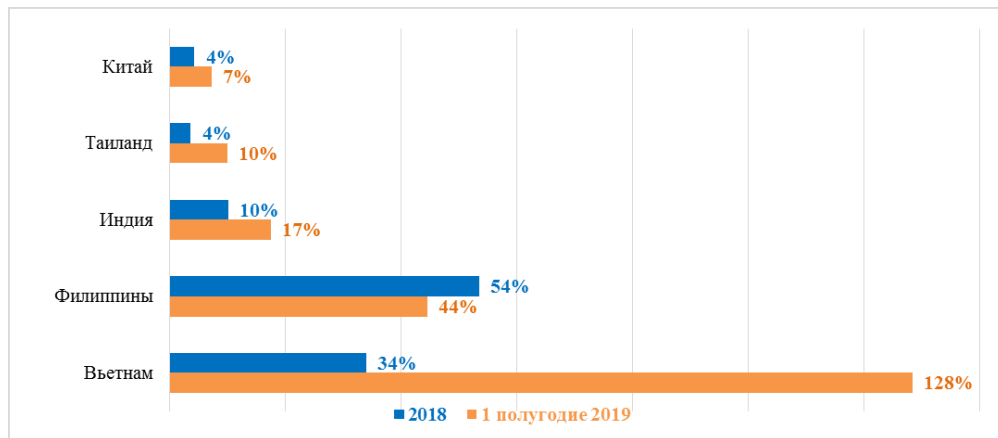


Рисунок 21.8. Рост импорта угля в отдельные страны АТР в 2018–2019 гг., в % к аналогичному периоду предыдущего года

Источник: данные Национальных статистических служб, Argus Media

Большинство прогнозов предполагает постепенное сокращение потребления и импорта энергетического угля в Китай, в связи с активным развитием ВИЭ (Китай один из мировых лидеров по развитию зеленой энергетики) и необходимостью кардинального улучшения экологической ситуации в густонаселенных регионах юго-востока страны.

В целях улучшения экологической обстановки китайское правительство инициировало в 2014 г. программу экологической модернизации угольной электроэнергетики, главными задачами которой являлись увеличение эффективности работы угольных ТЭС на 4%, а также снижение количества выбросов в атмосферу на –10% (углекислый газ, двуокись серы, окись азота и пыль). Об успешном завершении программы было заявлено в феврале 2019 г.

На угольных ТЭС были внедрены экологически чистые технологии сжигания угля согласно стандартам сверхнизкого уровня выбросов. На основе этих же стандартов были построены новые энергоблоки (более 200 энергоблоков с 2006 г.). Таким образом, на настоящий момент Китай имеет угольные энергоблоки с низким уровнем выбросов общей мощностью свыше 750 млн кВт.

Согласно прогнозам Бюро по развитию электроэнергетики Китая, уголь будет оставаться ключевым видом энергетического сырья в стране как минимум до 2050 года, так как позволит обеспечивать стабильный экономический рост страны и гарантирует её безопасность. Однако, правительство Китая планирует ограничить мощности угольной энергогенерации уровнем не более 1100 ГВт, что одновременно с модернизацией и заменой старых энергоблоков на новые и приведет к снижению объемов потребления угля. Ввод новых более эффективных ТЭС позволяет сократить их общее количество при сохранении роста мощностей энергетики — так, в Китае в 2018 г. общее количество работающих ТЭС составило 2791 энергоблоков, что на 56 шт. меньше по сравнению с 2017 г., а объем производства электроэнергии угольными ТЭС вырос на 3%.

При этом, дальнейшую модернизацию угольной электроэнергетики в стране эксперты считают неизбежной, так как уже заявлено о планах по повышению налогов на выбросы углекислого газа (независимо от вида энергоресурса) с текущих 38 юаней за тонну (~\$5) до 54 юань/т (~\$8) к 2020 г. и до 98 юань/т (~\$14) к 2025 г. Для новых электростанций действуют более строгие нормы по выбросам загрязняющих веществ.

Таблица 21.4. Лимиты на выбросы угольных ТЭС на 2018 г., мг/куб. м

		Китай	США	Евросоюз
Оксиды азота	Действующие ТЭС	100	135	200
	Новые ТЭС	50	95	150
Оксиды серы	Действующие ТЭС	50/100/200	185	200
	Новые ТЭС	35	136	150
Зола	Действующие ТЭС	20/30	19	20
	Новые ТЭС	10	12	10

Источник: по данным Center for American Progress)

Существуют также риски частичного перевода угольных энергоблоков на газ ввиду расширения возможностей Китая к его получению как за счет СПГ, так и с помощью поставок по трубопроводам из России.

Снижение объемов потребления и импорта энергетического угля прогнозируется и для традиционных рынков АТР — Японии и Южной Кореи. Данные негативные прогнозы связаны, прежде всего, с возвратом в действие АЭС, которые полностью были остановлены в Японии после аварии на АЭС «Фукусима-1» (март 2011 г.), а также частично остановлены в связи с продолжающимися до сих пор техническими проверками в Южной Корее после землетрясения в сентябре 2016 г.

Энергогенерация на АЭС экономически выгоднее угольной энергогенерации, что и стимулирует возврат остановленных АЭС в энергосистему обеих стран — по данным министерства энергетики Японии, стоимость производства электроэнергии на АЭС составляет 10300 иен/МВт*ч (~\$97), а на угольных ТЭС — 12900 иен/МВт*ч (~\$122).

Вторым фактором, влияющим на сокращение использования угля для энергогенерации в Японии и Южной Корее, являются экологические ограничения — правительства стран целенаправленно повышают налоги на угольную энергогенерацию, стимулируя ее замену.

До 2015 г. в Южной Корее отсутствовал налог на уголь, ТЭС страны платили лишь за выбросы углекислого газа — \$20/т независимо от энергоресурса. В 2015 г. был введен налог на использование угля — 36000–39000 вон/т (~\$30–32) для различных категорий угля. А с апреля 2019 г. налог на использование угля был повышен на 22–26% до 44000–49000 вон/т (~\$36–40).

Показательно, что одновременно с ростом налогов на уголь в 2019 г. был на 75% снижен налог на использование СПГ для электрогенерации с 91400 вон/т (~\$75) до 23000 вон/т (~\$19). Тем самым, правительство подало явный сигнал о намерении заместить часть угля в производстве электроэнергии на СПГ, несмотря на то, что угольная электрогенерация по-прежнему остается более выгодной для Южной Кореи. По данным Argus Media, средняя стоимость газовой генерации в июле 2019 г. составляет \$70/МВт*ч, в то время как угольной — \$44/МВт*ч.

В Японии налоги на уголь для энергогенерации значительно ниже, чем в Южной Корее, однако о намерении их повысить заявляется регулярно — налог на использование угля составляет 700 иен/т (~\$7), газа — 1080 иен/т (~\$10). Также в Японии в настоящее время применяется налог на выбросы углекислого газа, который для всех видов топлива составляет 289 иен/т (~\$3).

В отношении Европы все прогнозы по развитию угольного рынка схожи — ввиду развития зеленой энергетики и ужесточения экологической политики прогнозируется существенное снижение потребления угля в долгосрочной перспективе. В данный момент в ЕС действует общий для всех стран налог на выбросы углекислого газа в размере 29 евро за тонну, который планируется повысить уже в ближайшее время. Кроме того, в отдельных странах действуют национальные налоги на выбросы углекислого газа, которые сильно разнятся [Башмаков, 2018].

В соответствии с прогнозом ВР, объем потребления угля электростанциями ЕС в 2020 году составит 204 млн.т нефтяного эквивалента, а к 2030 г. сократится на 41% до 121 млн.т нефтяного эквивалента. Однако, не все страны планируют отказываться от угля и в качестве растущего (за счет роста импорта) рынка сохранится Польша.

По итогам 2017 г. в Польше 58% электроэнергии производилось из каменного угля, еще 19% из бурого угля, 5% из газа и 18% из всех прочих источников.

Таблица 21.5. Национальные налоги на выбросы углекислого газа в странах ЕС, €/т

Национальный налог	
Швеция	115
Финляндия	53
Франция	45
Дания	23
Великобритания	20
Ирландия	20
Словения	17
Испания	15
Португалия	13
Латвия	5
Эстония	2
Польша	0,05

Источник: данные World Bank

По заявлениям руководства страны, учитывая наличие в Польше собственной добычи угля, отказа от угольной энергогенерации не планируется. В данный момент в Польше в процессе строительства находится 4 угольных ТЭС, в виде проектов заявлено еще 4. По расчетам Еврокомиссии, к 2030 г. Польша станет крупнейшей страной в Европе по мощности угольных ТЭС (в 2018 г. — 30ГВт, в 2030 г. — 27ГВт).

Не менее важен уголь и для сектора ЖКХ Польши — в стране повсеместно распространены угольные котлы с автоматической подачей топлива, которые используются для производства тепловой энергии для населения и уголь является основным энергоресурсом в стране для данного сектора.

Главной проблемой угольной отрасли Польши, определяющей рынок данной страны как наиболее перспективный в Европе, является тренд на сокращение собственной добычи, обусловленный постепенным выводом старых шахт. За 2015–2019 гг. добыча угля в стране сократилась на 20 млн.т (–15%) и была компенсирована ростом импорта (+15 млн.т, рост в 2,7 раза, 70% импорта российский уголь).

Импорт в Польшу почти полностью (98%) состоит из каменного угля, который нужен не только для энергетики, но и для сектора ЖКХ, так как тот потребляет сортовой каменный уголь (в системе классификации угля Польши — уголь фракции 8 мм и выше). Общий объем сортового рынка каменного угля в Польше составляет в данный момент около 13 млн.т, из которых только половина обеспечивается собственной добычей.

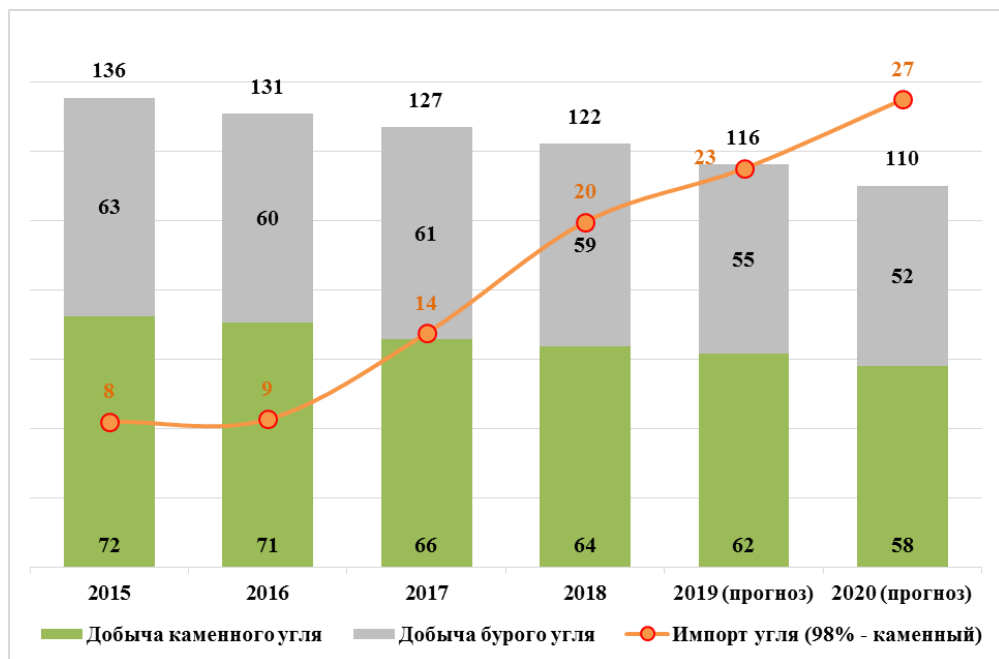


Рисунок 21.9. Рынок энергетического угля Польши

Источник: данные Национального статистического бюро Польши, Eurastat

По оценке экспертов, в среднесрочной перспективе сокращение внутренней добычи угля в Польше продолжится и будет составлять 3–5 млн.т ежегодно с заменой выбывающего объема импортным углем. Таким образом, Польша является растущим рынком для мирового рынка торговли энергетическим углем.

Структурные изменения мирового рынка энергетического угля

Низкая вероятность резкого снижения потребления угля в мире также обуславливается сохраняющимся преимуществом угольной энергогенерации над чистой энергетикой по себестоимости производства электроэнергии. По оценке Wood Mackenzie, ценовое преимущество угольной энергогенерации над генерацией на основе ветра и солнца сохранится как минимум до 2035 года. Как следствие, уголь останется основным энергоносителем для производства электроэнергии, прежде всего, в развивающихся странах Азиатско-Тихоокеанского региона, у которых отсутствуют финансовые возможности поддерживать развитие ВИЭ за счет масштабных государственных дотаций как в странах Западной Европы.

В последнюю декаду экономическая эффективность угольной энергогенерации в сочетании с необходимостью снижать выбросы в атмосферу и соответ-

ствовать ужесточающимся экологическим стандартам привели к росту интереса к угольным ТЭС, работающим на основе современных технологий.

Наиболее распространенными новыми технологиями в сфере угольной энергогенерации являются ТЭС, работающие на сверхкритических и ультрасверхкритических параметрах пара, которые по сравнению со старыми угольными ТЭС, работающими на докритических параметрах пара, позволяют на 5–15% повысить КПД, на 15–45% снизить потребление угля, на 13–30% снизить выбросы углекислого газа. При этом, новые угольные ТЭС эффективно работают только на высококалорийном угле (6000 ккал/кг и выше).

Таблица 21.6. Показатели работы угольных ТЭС в зависимости от используемой технологии

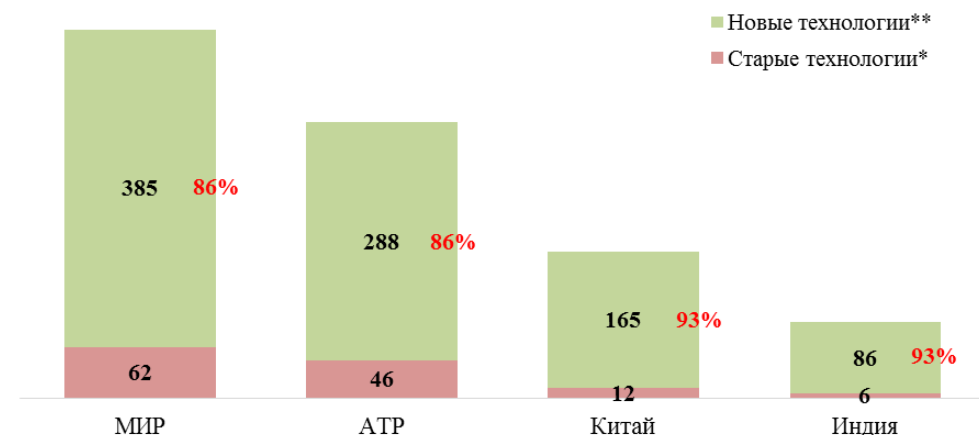
Технологии ТЭС (по параметрам пара)	Эффективность (КПД)	Объем угля, требуемый для выработки 800 МВт (млн т)	Выбросы CO₂ (% от худшего варианта)
Докритические	35%	5,39	100
Сверхкритические	40%	4,70	87
Ультрасверхкритические (USC)	43%	4,35	81
Продвинутые сверхкритические (A-USC)	50%	3,76	70

Источник: по данным Международного Энергетического Агентства

Лидером по внедрению новых технологий в угольной энергогенерации является Япония — 67% ТЭС страны уже работают на сверхкритических и ультрасверхкритических параметрах пара. Все 100% строящихся и запланированных к строительству угольных ТЭС будут также работать на основе современных технологий.

Новые технологии угольной энергогенерации получают широкое распространение и в развивающихся странах — в Китае и Индии 93% всех строящихся мощностей угольной энергогенерации будут оснащены современными технологиями. Новые технологии также используются в Европе — например, в Польше 67% мощностей строящихся угольных электростанций будут оснащены ультрасверхкритическими технологиями.

Всего в мире в процессе строительства или проектной проработки находятся угольные ТЭС общей мощностью 447 ГВт, в том числе в АТР — 334 ГВт или 75% от общей мощности строящихся угольных ТЭС в мире. Среднемировая доля современных технологий на строящихся угольных ТЭС в мире и АТР составляет 86%.



* — докритические технологии

** — сверхкритические и ультрасверхкритические технологии

Рисунок 21.10. Строящиеся и запланированные угольные ТЭС, ГВт

Источник: по данным Coal Swarm на июль 2019 г.

Наиболее значимым последствием развития технологий угольной энергогенерации для мирового угольного рынка стало изменение структуры спроса на энергетический уголь. Рост использования сверхкритических и ультрасверхкритических технологий приводит к росту спроса на высококалорийный уголь (6000 ккал/кг и выше), использование которого позволяет в полной мере получить эффект от роста КПД и снижения экологической нагрузки на новых угольных ТЭС.

Учитывается ежегодный рост количества вводимых новых угольных ТЭС в мире, международный рынок энергетического угля уже отреагировал на структурные изменения спроса.

Ключевой тенденцией международных рынков энергетического угля в последние 2 года стало повышение спроса на высококалорийный уголь (6000 ккал/кг и более) во всех ключевых странах-импортерах угля. Одновременно спрос на низкокалорийный уголь (менее 6000 ккал/кг) снижался, что отразилось на разнице в цене высококалорийного и низкокалорийного угля, которая достигла своего пика в 2018 г.

При 9% разнице в калорийности угля 5500 и 6000 ккал/кг, на различных международных рынках разница в цене в месяцы пикового спроса 2018 г. достигала 51\$/т (цена угля 6000 ккал/кг на 78% превышала цену угля 5500 ккал/кг), а среднегодовая премия за высококалорийный уголь по итогам года составила 34\$/т или 48% от цены низкокалорийного угля. Таким образом, всего за 2 последних года (2017–2018 гг.) ценовая премия за высококалорийный энергетический уголь выросла в 5 раз.

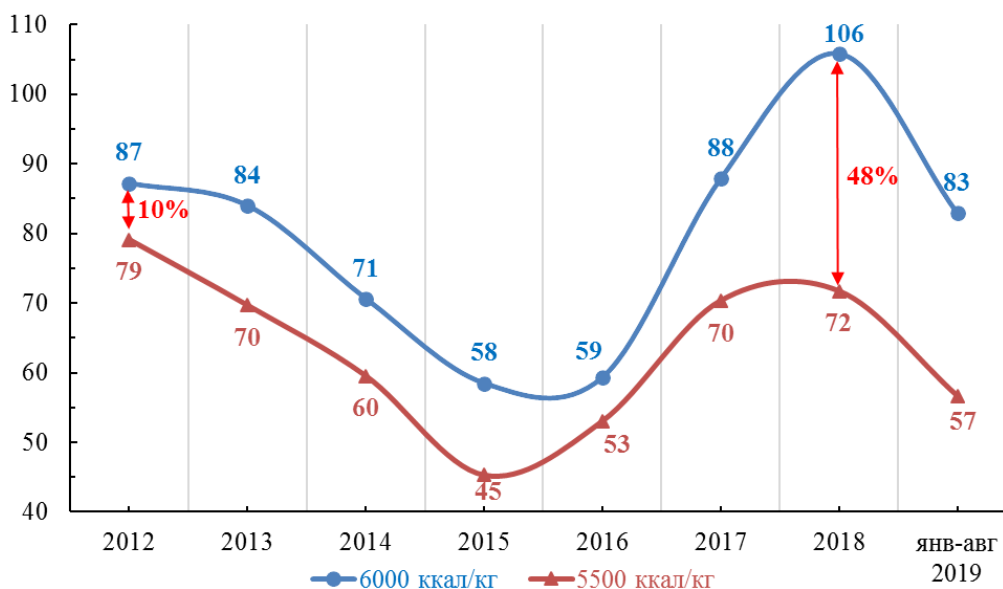


Рисунок 21.11. Разница цен на уголь 5500 ккал/кг и 6000 ккал/кг, \$/т

Источник: данные Argus Media, FOB Newcastle

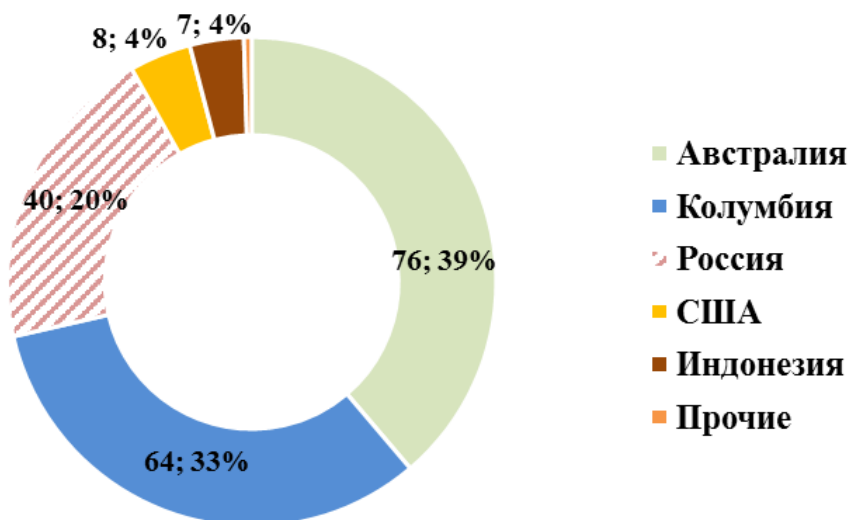


Рисунок 21.12. Мировой рынок морской торговли высококалорийным энергетическим углем (6000 ккал/кг и более), млн т

Источник: по данным Wood Mackenzie

Главной причиной столь значительного роста ценовой премии за высококалорийный уголь в последние годы стал дисбаланс спроса и предложения на мировом рынке — при значительном росте спроса на данный продукт, его предложение достаточно ограничено.

Общий объем рынка высококалорийного энергетического угля (6000 ккал/кг и выше) составил в 2018 г. 196 млн т или 20% от мирового рынка морской торговли углем (не учитываются поставки по ж/д, например, поставки из РФ в Восточную Европу). При этом на три крупнейшие страны-поставщика в данном секторе (Австралия, Колумбия, Россия) приходится более 90% рынка.

По оценке Wood Mackenzie, ввод в строй строящихся только в АТР современных угольных ТЭС приведет к росту спроса на импортируемый уголь в объеме 60 млн.т к 2025 г., в том числе спрос на высококалорийный импортируемый уголь вырастет как минимум на 50 млн.т.

Прогнозируемый рост спроса не обеспечивается ростом предложения — общий объем заявленных (по состоянию на июнь 2019 г.) в мире проектов по добыче высококалорийного энергетического угля обеспечит прирост мирового предложения к 2025 году всего на 15 млн.т.

Учитывая баланс спроса и предложения, высококалорийный энергетический уголь в среднесрочной перспективе будет являться дефицитным товаром, и ценовая премия при его покупке будет расти. При этом, спрос на низкокалорийный уголь будет снижаться по мере закрытия и замены старых угольных ТЭС, работающих на технологиях докритических параметров пара.

Таким образом, на мировом рынке энергетического угля фактически началось разделение на два разнонаправленных по развитию сектора, что станет главным вызовом для всех угольных компаний в ближайшие годы и потребует повышения качества своей продукции.

Для сохранения своих позиций на мировом рынке энергетического угля с учетом ожидаемых изменений российской угольной отрасли потребуются решить комплекс достаточно сложных задач и оптимизировать свою деятельность.

Российская угольная промышленность успешно прошла через реструктуризацию (активная фаза — 1994–2004 гг.) и преодолела кризисы 2008–2009 гг. (мировой финансовый кризис) и 2011–2016 гг. (кризис сырьевых рынков), продемонстрировав свою экономическую и социальную устойчивость, высокую конкурентоспособность на мировом рынке [Краснянский, 2017; Краснянский, Сарычев, Скрыль, 2017]. За 2011–2018 гг. объем экспорта российского угля увеличился почти в 2 раза со 111 до 205 млн.т. (по сравнению с 1994 г. экспорт и вовсе показал десятикратный рост), а доля в общем объеме международной торговли выросла с 11% до 15%.

Прирост экспорта российского угля в последнюю декаду был обеспечен в основном за счет роста поставок в восточном направлении, однако в данный

момент дальнейший рост экспорта российского угля в страны АТР существенно ограничен инфраструктурными факторами. Достигнутые объемы экспорта в азиатском направлении (около 100 млн.т в год) являются близкими к максимальным возможностям для перевозки по восточному полигону РЖД. Таким образом, совместные усилия угольной отрасли России и РЖД по развитию пропускной способности железнодорожной сети в восточном направлении является приоритетной задачей на ближайшие годы. Для решения поставленной проблемы принята программа развития Восточного полигона РЖД, которая предполагает увеличение провозных мощностей до 185 млн.т в 2023 году (+92 млн.т/год к 2017 г.).

Еще одной проблемой, связанной с инфраструктурой, является высокая доля транспортной составляющей (стоимость перевозки по железной дороге) в цене угля. Свыше 70% экспортируемого Россией угля добывается в Кузбассе, удаленном от портов отгрузки и погранпереходов на 4500–5000 км, что в условиях низкого уровня цен на международных рынках является критическим фактором, влияющим на конкурентоспособность российского угля, так как добыча угля в основных странах-конкурентах России за исключением США сосредоточена в непосредственной близости к портам отгрузки и зарубежные конкуренты не несут излишних затрат при экспорте.

Существующая проблема и необходимость ее решения понимается государством, что проявляется в стимулировании реализации масштабных проектов по освоению новых районов угледобычи в Республике Саха (Якутия), Забайкальском крае и других регионах Дальнего Востока. Частичное смещение центров угледобычи в восточном направлении в долгосрочной перспективе усилит экспортный потенциал России за счет снижения транспортной составляющей.

Еще одной краеугольной задачей, которую необходимо решить для успешного развития российской угольной отрасли в изменяющихся условиях мирового рынка является повышение калорийности поставляемого на экспорт угля. В данном направлении российские угледобывающие компании добились значительных успехов — объемы обогащения энергетического угля в России выросли с начала 2000-х гг. в 5 раз и сегодня обогащению подвергается более трети добываемого угля (в начале 2000-х 12–14%). Для того, чтобы успешно действовать на растущем мировом рынке высококалорийного угля, российским производителям необходимо и в дальнейшем развивать углеобогащение, а также разрабатывать новые месторождения только с запасами высокой калорийности.

За счет высокоразвитых адаптивных способностей, продемонстрированных российской угольной отраслью в последние два десятилетия и при условии решения актуальных задач по повышению калорийности реализуемого угля, а также развития инфраструктурных мощностей, российская угольная отрасль имеет хорошие шансы на укрепление своих позиций на мировом рынке энергетического угля в будущем.

Часть VI. Проблемы российской нефтегазовой отрасли

Глава 22. Трудноизвлекаемая нефть Западной Сибири. Что дальше?

*Н. А. Волынская
С. А. Филатов*

Одним из наиболее часто встречающихся в литературе показателей является соотношение объема начальных извлекаемых запасов и годовой добычи нефти. Это так называемый коэффициент обеспеченности, отражающий количество времени, в течение которого будут освоены содержащиеся в недрах запасы. Он имеет отношение к вопросу — на сколько еще лет хватит нефти.

Отвечая на него, специалисты указывают в среднем на 40–50 лет. Но «лукавство» такого расчета заключается в относительном постоянстве уровня обеспеченности. И десять, и двадцать лет назад ответом на этот вопрос была бы примерно такая же цифра. С чем это связано? Прежде всего, с пропорциональным воспроизводством ресурсной базы, появлением новых технологий добычи и новых методик подсчета запасов нефтяного сырья. Однако такое кажущееся стабильным положение в нефтяной отрасли не означает, что субъектам системы недропользования достаточно следовать инерционному сценарию развития.

В Западной Сибири добывается практически половина нефти страны. Соответственно, геолого-технологические и организационно-экономические тенденции развития этой нефтегазоносной провинции России во многом должны определять всю государственную политику в сфере эффективного освоения ресурсной базы углеводородного сырья. При этом очевидно, что в отличие от газовой, нефтяная отрасль нуждается в более гибком регулировании, что обусловлено спецификой добычи этого полезного ископаемого, фискальной политикой государства и изменчивостью макроэкономических факторов, влияющих на технико-экономическую эффективность освоения нефтяных месторождений.

В 2019 году исполнилось 55 лет началу промышленного освоения Западной Сибири. За более чем полувековую историю существенно изменились представления о геологии территории и принципах разработки. Полезные ископаемые по стандартной классификации относятся к исчерпаемым невозобновляемым природным ресурсам. Следуя законам физики, конечность объема недр определяет конечность нефти, содержащейся в них. Не обладая высокой скоростью самовоспроизводства, она определяет необходимость рационального освоения недр человеком.

Текущие реалии функционирования нефтяной отрасли заключаются в естественном ухудшении ресурсной базы. Это проявляется в снижении начальных и средних дебитов скважин, отсутствии крупных открытий и многих иных факторов. С точки зрения государственного управления и развития нефтяного бизнеса, возникает необходимость поиска нефти в других регионах страны. Широко известны утверждения некоторых научных и политических деятелей о перенаправлении финансовых потоков и необходимости освоения арктического шельфа, территории Восточной Сибири. Однако отсутствие инфраструктуры, высокие экологические риски обуславливают приемлемую экономическую эффективность освоения только для достаточно крупных по начальным запасам геологических объектов.

Альтернативный подход к стратегическому развитию заключается в концентрации внимания на «традиционные» регионы нефтедобычи, основным из которых является, например, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, но уже с позиции формирования нового технологического уклада, а не существующего экстенсивного освоения территории. Имеется в виду комплексный подход, который наряду с традиционной геологоразведкой новых площадей ориентирован также на повышение нефтеотдачи, то есть работе по повышению коэффициента извлечения нефти на уже разрабатываемых месторождениях вне зависимости от их выработанности. Кроме того, актуальным на протяжении последних лет является освоение таких объектов, как баженовско-абалакский комплекс, доюрские отложения, тюменская и ачимовская свиты. Запасы таких объектов часто называют трудноизвлекаемыми или нетрадиционными.

Термин «трудноизвлекаемые запасы нефти» широко тиражируется отечественными как специалистами, так и не специалистами. Однако до сих пор нет законодательно установленного его определения. Только в Налоговом Кодексе Российской Федерации можно примерно понять, какие из запасов государство считает трудноизвлекаемыми, устанавливая соответствующие понижающие коэффициенты к налогу на добычу полезных ископаемых.

Многие отраслевые российские и зарубежные ученые предлагают относить запасы к трудноизвлекаемым в зависимости от конкретных значений фильтрационно-емкостных свойств вмещающих пород, однако такой подход трудно универсализировать для всего многообразия горно-геологических условий залегания в нашей стране.

В этой связи целесообразно классифицировать запасы нефти на три группы. К первой относятся запасы, освоение которых экономически эффективно в существующих макроэкономических условиях, текущем налоговом режиме и фактических затратах на добычу. Вторая группа запасов представляет собой экономически неэффективные, но технологически доступные запасы. И, наконец, к третьей относятся запасы, освоение которых технологически невозможно на существующей стадии научно-технического прогресса.

Таким образом, говоря о трудноизвлекаемости запасов, следует иметь в виду разницу между геологическими и извлекаемыми запасами, то есть все то, что остается в недрах при достижении проектного коэффициента извлечения нефти. Остальные запасы, которые могут быть добыты за пределами рентабельного периода разработки, стоит относить к экономически неэффективным.

Баженовскую нефть часто называют «вторым дыханием» Западной Сибири. Действительно, баженовско-абалакский комплекс представляет собой нетрадиционный геологический объект с точки зрения его коллекторских свойств. Низкопроницаемые свиты с высоким содержанием органического вещества и так называемой «органической пористостью» считают нефтематеринскими из-за содержания в них керогена — незрелой нефти.

Вследствие невозможности отнесения бажена к традиционным коллекторам основными проблемами, препятствующими его промышленному освоению, являются:

- отсутствие методики подсчета запасов. Неоднородность данного геологического объекта такова, что стандартные методы оконтуривания запасов просто не работают. Именно поэтому запасы баженовской свиты, стоящие на государственном балансе, требуют серьезной инвентаризации;
- отсутствие рентабельных технологий добычи. Строение бажена не позволяет эффективно использовать традиционные схемы разработки. Следует отметить, что даже понятие «месторождение» не применимо при разработке баженовских отложений.

Потенциал баженовской свиты оценивается специалистами в официальных документах в объеме 3,1 млрд тонн геологических ресурсов. Но это только часть ее потенциала в области естественной продуктивности. По мнению ученых АУ ХМАО-Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана», объем нефти, содержащийся в баженовской свите, составляет порядка 120–150 млрд тонн.

Зарубежные аналитики считают российский бажен наиболее перспективным объектом, способным обеспечить существенное увеличение уровня добычи нефти в нашей стране. Однако сравнение бажена с американским сланцем не позволяет говорить об их идентичности, что определяет необходимость поиска специальных технологий добычи.

Специфика баженовской свиты выражена в ее неоднородности, когда две соседние добывающие скважины, удаленные своими забоями на 100 метров, дают в одном случае дебит в 60 куб. м/сут., а в другом оказываются сухими. При расчете экономической эффективности добычи из бажена при среднем дебите новых скважин в объеме 40 куб. м/сут. предельно-рентабельная мировая цена должна составлять 58 долл./барр. Это сопоставимый с американским сланцем уровень (60 долл./барр.). Однако в США повышение инвестиционной привлекательности освоения сланцевой нефти удалось добиться за счет существен-

ного сокращения затрат на бурение и, тем самым, снизить планку предельно-рентабельных цен на $1/3$ — до 40 долл./барр.

Действительно, снижение затрат может перевести проекты по освоению бажена в разряд рентабельных, но только для той ее части, которая сравнима с традиционным понятием коллектора. Рассматривая же баженовскую свиту в целом как объект разработки, целесообразно обеспечить добычу нефти из нее с помощью таких технологий, которые были бы применимы для любой части этого нетрадиционного геологического объекта.

Баженовско-абалакский комплекс распространен на территории Западной Сибири на площади около 1 млн кв. км. Он уникален как с точки зрения геологии, так и разработки. На территории Югры, например, в среднем в год добывается лишь 600 тыс. тонн баженовской нефти. Причем в последние годы уровень ее добычи даже сокращается. Это вызвано такими причинами как незначительный объем бурения, низкие средние дебиты, а также быстрое снижение дебита новых скважин. Средний уплотненный дебит горизонтальных скважин даже меньше, чем у скважин стандартного профиля.

Практически единственной технологией, применяемой для добычи из бажена в России, является горизонтальное бурение с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Эта технология привела к успеху сланцевой революции в США. Однако она требует серьезной адаптации к условиям залегания нефти в бажене. Моделирование проводки скважин, дизайн ГРП, состав пропанта — основные задачи, которые необходимо решить для повышения технологической эффективности этого способа добычи. При этом технологическая эффективность должна сопровождаться рентабельностью освоения, что возможно лишь при существенном удешевлении стоимости строительства скважин на бажен.

Однако применение технологии МГРП вряд ли позволит, создавая искусственную трещиноватость, решить вопрос промышленного освоения бажена. Для достижения приемлемого коэффициента извлечения нефти, аналогичного традиционным коллекторам, например, на уровне 20–30 процентов, требуются принципиально новые подходы к разработке запасов баженовской свиты. В Ханты-Мансийском автономном округе — Югре подобные технологические испытания комплексно осуществляют несколько компаний-недропользователей.

Компания ООО «РИТЭК», входящая в структуру ПАО «Лукойл», на протяжении последних нескольких лет испытывает технологию термогазового воздействия на пласт в пределах Средне-Назымского месторождения. Суть технологии — вызвать внутрипластовое горение для обеспечения большей подвижности нефти, а также превращения керогена в нефть в пластовых условиях. Результатами применения являются изменение фракционного состава нефти в добывающих скважинах (рост доли легких фракций), рост примерно на 20% пластовой температуры, появление признаков окислительных процессов (рост

объема углекислого газа в добывающих скважинах). В планах компании приступить к промышленному использованию данной технологии в 2021 году.

Серьезный подход по ориентации работы на освоения трудноизвлекаемых запасов демонстрирует ПАО «Газпром нефть». На территории Югры компания совместно с Правительством автономного округа реализует проект по созданию комплекса отечественных технологий рентабельной добычи нефти из баженовской свиты. На основе проектного подхода формируются технологические партнерства с другими недропользователями, научными, образовательными и сервисными организациями России. Зарегистрированная в Ханты-Мансийске дочерняя структура компании — ООО «Технологический Центр Бажен» — функционирует, с одной стороны, как пользователь недр, имеющий лицензии на несколько участков с баженом, а с другой, как инжиниринговая компания, внедряющая лучшие технологические практики работы с баженовской свитой. Целью проекта является инновационный подход к работе с трудноизвлекаемыми запасами, включающий снижение себестоимости добычи.

Одним из ключевых этапов проекта является создание к 2021 г. на базе окружного кернохранилища уникального центра исследования керна и флюидов, состоящего из 8 лабораторий и ориентированного на возможность проведения всего спектра исследований баженовского керна. По сути, этот лабораторный комплекс станет сертифицирующим центром исследования кернового материала баженовской свиты для принятия ФБУ «Государственная комиссия по запасам» решений о постановке запасов бажена на государственный баланс.

Таким образом, именно Югра становится территорией долгосрочных интересов компаний и государства вследствие огромного ресурсного потенциала. В этой связи целесообразно рассматривать автономный округ в качестве центра компетенций нефтяной отрасли страны, который со временем должен стать экспортером кадров и технологий в сфере эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Очевидно, что становление нового технологического уклада в нефтяной отрасли невозможно без эффективной государственной политики, необходимыми свойствами которой должны быть долгосрочная стабильность механизмов регулирования и предсказуемость для инвесторов экономико-правовых условий деятельности. Основными ее инструментами остаются стимулирующий характер налоговой системы в сфере недропользования и снижение административных барьеров.

Действующий налоговый режим в нефтедобывающей отрасли во многом нацелен на максимальное изъятие горной и ценовой ренты. Это реализуется в применяемых принципах взимания налога на добычу полезных ископаемых и экспортной пошлины на сырую нефть. Наряду с этим, с 2002 года в ручном режиме государством установлено большое количество корректирующих коэффициентов к НДПИ, неоднократно изменялись ставки этого налога, что противоречит формированию долгосрочно стабильного для инвесторов механизма

налогообложения. Например, существующая льгота для освоения баженовской свиты в форме нулевой ставки НДС не привела за несколько последних лет к кратному увеличению добычи. Это связано с тем, что НДС взимается именно на этапе добычи и никоим образом не стимулирует инновационную активность. В существующих реалиях сформирован запрос на смещение парадигмы налогового стимулирования от льготирования добычи к стимулированию технологий на инвестиционной стадии освоения геологических объектов.

Добыча нефти в Западной Сибири связана с самой высокой налоговой нагрузкой по сравнению с другими регионами России. Эффективная ставка НДС для организаций, добывающих нефть в Югре, составляет 88% (в среднем по иным регионам страны — 75%). Давно назрела необходимость введения в налоговую систему специального налогового режима, зависящего от финансового результата освоения недр. Определенные шаги в этом направлении сделаны.

В 2014 году Дума Югры вышла с инициативой в Государственную думу Российской Федерации по введению налога на финансовый результат, как альтернативы действующему НДС. В результате доработки механизма функционирования специального налогового режима с 1 января 2019 г. в отрасли введен налог на дополнительный доход от добычи нефти. В течение трех лет эксперимент по специальному налогообложению проводится на ряде месторождений, включающих как «гринфилды», так и «браунфилды». Мониторинг его применения станет основой для масштабирования в целом на отрасль.

В целях снижения административных барьеров по освоению трудноизвлекаемых запасов нефти и стимулирования лицензирования недр, содержащих нетрадиционные запасы баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых отложений, планируется внесения изменений в ФЗ «О недрах». Предлагается установление специального вида пользования недрами, содержащими трудноизвлекаемую нефть в форме создания своего рода «технологических полигонов» для отработки рентабельных технологий добычи.

Суть стимулирования заключается в возможности выделения в пределах распределенного фонда недр из действующей лицензии отдельного участка для испытания технологий сроком на 7 лет с возможностью продления еще на 3 года. Особенность таких лицензий состоит в отсутствии традиционного технического проекта разработки с четкой регламентацией уровней добычи и бурения. Предлагается осуществлять работу на полигоне на основе программы научно-исследовательских работ.

Существенным отличием также является получение права пользования недрами не по результатам аукциона, а по итогам конкурса, где основным критерием служит уровень и инновационная новизна научной программы работ. Наряду с этим, недропользователь освобождается от разовых и регулярных платежей при пользовании недрами. Смысл такой концепции заключается в отработке перспективных технологий геологического изучения, разведки

и добычи и последующее переоформление лицензии в стандартный вид после получения положительного экономического эффекта.

Существует также возможность получения права пользования недрами на полигон в пределах нераспределенного фонда недр на срок 10 лет с возможностью многократного продления еще на 5 лет. Предполагается, что такие новеллы позволят стимулировать инвестиционную активность компаний при освоении нетрадиционных геологических объектов.

Таким образом, говоря о существующей в России системе недропользования в части освоения трудноизвлекаемых запасов, можно констатировать, что перспективы добычи нефти из баженовской свиты огромны, но требуют поиска, апробации и внедрения принципиально новых технологических решений. Простое копирование американского опыта для условий залегания бажена в Западной Сибири неэффективно.

Кроме того, достаточно высокая обеспеченность отечественных недропользователей ресурсной базой определяет работу с баженом в качестве долгосрочного ориентира. В настоящее время усилия компаний направлены в основном на научную составляющую такой работы, а не попытки выборочного отбора нефти. Это обусловлено также наличием большого объема запасов на высокообводненных выработанных месторождениях, способных дать более оперативный эффект.

В этой связи актуальным является масштабное использование третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) с целью повышения коэффициента извлечения нефти. Например, при текущем КИН в среднем по Югре в размере 22% и имеющейся ресурсной базе, применение новых технологий, приводящих к росту КИН всего на 1%, даст прирост извлекаемых запасов на 0,5 млрд тонн. Российский и мировой опыт применения физико-химических МУН свидетельствует о низкой доле добычи за счет таких методов — всего 2%. Именно поэтому перевод геологических запасов в извлекаемые можно назвать основной целью политики государства и компаний в таких традиционных регионах добычи, каким является и Западная Сибирь.

Опыт использования третичных МУН в мире говорит о возможности достижения проектного КИН на уровне 50–70%. Для сравнения — проектный КИН в среднем по Югре составляет 38%.

Очевидно, что для различных недропользователей приоритеты в отношении выбора долгосрочной стратегии зависят от существующего качества имеющихся запасов. Расчеты показывают, что предельно-рентабельная мировая цена нефти, при которой компании могут безубыточно работать, варьируется от 18 до 66 долларов за баррель. Поэтому необходимость государственного регулирования системы недропользования через налоговую политику особенно актуальна в условиях меняющихся макроэкономических факторов.

Вместе с тем не утрачивается значимость стимулирования геологоразведочных работ на нефть с целью новых открытий. Понимание строения недр,

условий залегания нефти в них даже в XXI веке является недостаточно полным. Необходимо отметить, что имеющийся ресурсный потенциал дает толчок развитию смежных отраслей. Это ярко проявляется в целях и задачах национальных и федеральных проектов, поскольку одним из основных потребителей при создании промышленной продукции, повышении обеспеченности экономики страны высококвалифицированными кадрами, цифровой трансформации отраслей является нефтяная отрасль.

Таким образом, позиционирование России на мировом рынке только в качестве сырьевого донора ошибочно. Стратегической задачей государства является прежде всего формирование новых рыночных ниш и занятие позиций в них по направлениям экспорта технологий, знаний, человеческого капитала.

Глава 23. Разработка российской стратегии по производству СПГ в Арктике: непростой выбор между скоростью и глубиной

*Тэйн Густафсон,
Мэттью Сейгерс,
А. О. Гальцова*

Разработка российской стратегии по производству СПГ на базе газовых ресурсов арктических месторождений в настоящее время выходит на переломный этап, когда властям необходимо решить, что важнее — скорость развития или глубина (которая, прежде всего, означает более существенную локализацию). Российское правительство стоит перед лицом непростого выбора в отношении стратегии по СПГ в Арктике: поставить на первый план ее максимально быструю реализацию (которая подразумевает, что основной упор будет по-прежнему делаться на зарубежных подрядчиков и зарубежное оборудование) или максимально глубокое исполнение (которое означает более тесную координацию развития индустрии СПГ с другими государственными программами — такими как локализация, арктическая навигация и «разворот на восток» — что, вероятнее всего, замедлит его темпы).

НОВАЯ АМБИЦИОЗНАЯ ПРОГРАММА

Россия видит для себя широкие возможности на растущем мировом рынке СПГ за счет освоения ресурсов отдаленных месторождений Арктики. Согласно результатам обсуждения нового плана, к 2030–2035 гг. предусматривается реализация производства СПГ в объеме более 100 млн т в год, что соответствует примерно половине прироста спроса на СПГ в мире. Программа ставит амбициозные стратегические цели, которые выходят далеко за рамки простого увеличения производства газа и обеспечения дополнительных поступлений в бюджет (хотя эти две задачи, безусловно, являются неотъемлемой частью долгосрочной стратегии) — по сути, она нацелена на создание принципиально новой отрасли, которая дала бы значительный мультипликативный эффект для экономики России.

Стратегия заключается в освоении богатой ресурсной базы страны с применением технологий мирового уровня на базе отечественного оборудования, включая высокотехнологичное оборудование для сжижения газа на платформах гравитационного типа (ПГТ) или плавучих основаниях с креплением к морскому дну. План предполагает использование единого подхода для разных проектов. Среди ключевых аспектов новой стратегии можно отметить следующие:

- Монетизация очень значительных, относительно недорогих к разработке, и на данный момент, по сути, «труднореализуемых» на рынке газовых ресурсов российской Арктики;
- Открытие для российского газа новых мировых рынков с обеспечением глобального охвата, который не ограничивается поставками по наземным газопроводам;
- Применение крупных ПГТ в модульном исполнении, смонтированных в новом, соответствующем мировым стандартам, центре строительства сооружений для индустрии СПГ в Мурманской области, с использованием высокопрофессиональных российских трудовых ресурсов и существующей инфраструктуры; смонтированные модульные конструкции впоследствии будут перевезены на место эксплуатации по Северному морскому пути (СМП), что сведет к минимуму объем строительных работ в сложных условиях береговой зоны Арктики;
- Развитие местной базы для производства оборудования и технологий сжижения газа, а также создание вспомогательной промышленной базы для строительства и обслуживания судов ледового класса и сборки крупных модулей в арктических условиях;
- Привлечение капитала с основных развивающихся рынков потребления СПГ (таких как Китай), а также интереса со стороны основных мировых игроков (таких как Total, Shell, китайских и японских компаний);
- Содействие превращению СМП в один из крупнейших морских транспортных маршрутов.

В авангарде новой российской стратегии в области СПГ находится компания НОВАТЭК (инициатор проекта «Ямал СПГ»), которая сейчас в первую очередь занята проектом нового поколения «Арктик СПГ-2». Активная деятельность в данном направлении дает компании возможность реализовать свои более масштабные амбиции, предполагающие выход за пределы внутреннего рынка России и превращение в поистине глобального игрока газового рынка. Согласно планам НОВАТЭКа, на долю компании будет приходиться около половины общего прироста производства СПГ в стране (т. е., около 50 млн т в год).

Наряду с получением прибыли, одной из главных задач НОВАТЭКа является скорость, которая означает высокую долю участия зарубежных подрядчиков и поставщиков (хотя компания также активно ведет работу в направлении использования отечественных решений). При этом российская политика «локализации» оборудования и технологий для производства СПГ, направленная на повышение доли участия отечественных предприятий, по-видимому, приобретает все большее значение для российских властей.

НЕЛЕГКИЙ ВЫБОР ПУТИ

Российская программа по СПГ продолжает набирать обороты, о чем свидетельствует ожидаемое принятие окончательного инвестиционного решения (ОИР) по второму крупному арктическому проекту производства СПГ компании НОВАТЭК — «Арктик СПГ-2» в сентябре 2019 г. В мае 2019 г. в целях реализации проекта был подписан контракт на проектирование, материально-техническое обеспечение и строительство (ЕРС) с инжиниринговой компанией TechnipFMC²⁸³. Амбициозный проект стоимостью 21,3 млрд долл. предусматривает строительство трех очередей (линий) по производству СПГ мощностью 6,6 млн т в год каждая на платформах гравитационного типа, которые будут смонтированы за пределами места эксплуатации неподалеку от Мурманска, а затем отбуксированы непосредственно на объект на Обской губе у полуострова Гыдан²⁸⁴.

Запуск производства в рамках первой очереди «Арктик СПГ-2» намечен на первый квартал 2023 г. (с фактическим началом строительства в 2019 г.), второй очереди — в первом квартале 2024 г. (с началом строительства во втором квартале 2020 г.), третьей очереди — в четвертом квартале 2025 г. (с началом строительства в четвертом квартале 2021 г.). Недавно завершено формирование структуры акционерного участия в проекте. Китайские государственные компании CNOOC и CNPC согласились приобрести долю участия в проекте по 10% каждая, а компания Total приобрела 10% в 2018 г. и располагает возможностью купить еще 5% акций. Также было достигнуто соглашение с японским консорциумом JOGMEC и Mitsui (образовавшим совместное предприятие Japan Arctic LNG) о приобретении доли в проекте в размере 10% (75% из которой отводится JOGMEC, а 25% — Mitsui). Соответственно, доля НОВАТЭКа на данный момент составляет 60%. НОВАТЭК предполагает, что с учетом существующих трех очередей проекта «Ямал СПГ», а также с реализацией проекта «Арктик СПГ-2», четвертой очереди «Ямал СПГ», среднетоннажного СПГ-завода в Высоцке (на Балтике) и менее крупного проекта «Обский СПГ», суммарный объем производства СПГ компании к 2025 г. может выйти на уровень 43 млн т в год.

НОВАТЭК стремительно развивает успех своего первого проекта по производству сжиженного природного газа — «Ямал СПГ» — ввод которого в эксплуатацию состоялся в конце 2017 г. с запуском первой из запланированных трех очередей не только в рекордно короткие сроки, но и в рамках бюджета²⁸⁵.

²⁸³ В 2017 году произошло слияние французской компании Technip и американской FMC.

²⁸⁴ Стратегический отчет IHS Markit «Арктик СПГ-2» как воплощение новой стратегии по СПГ в России»

²⁸⁵ Стратегический отчет IHS Markit «Проект «Ямал СПГ» компании НОВАТЭК: реализация российского «мега-проекта» продолжается, несмотря на трудности». Первая очередь была завершена в срок (ввод в эксплуатацию состоялся в декабре 2017 года), вторая — на шесть месяцев раньше срока (с вводом в эксплуатацию в авгу-

В 2018–2019 гг., после старта «Ямал СПГ», наблюдается стремительный рост производства и экспорта российского сжиженного природного газа — с долгое время не менявшегося показателя на уровне около 1 млн т в месяц (что по объему сопоставимо с производительностью проекта «Сахалин-2») примерно до 2,5 млн т в месяц за первые несколько месяцев 2019 г.

Строительство в рамках проекта «Арктик СПГ-2» будет осуществлять почти та же команда во главе с TechnipFMC в качестве ЕРС-подрядчика совместно с немецкой компанией Linde и НИПИГАЗ (российской инжиниринговой компанией, 50% в которой принадлежит СИБУРу, а остальная часть — другим акционерам)²⁸⁶. Вот что говорит в данном отношении глава компании НОВАТЭК Леонид Михельсон: «Частично мы [осуществляем] первую линию по старой схеме «Ямал СПГ». Модули будем делать в Азиатском регионе на китайских верфях». Однако конструкции для второй и третьей очередей планируется монтировать в России (неподалеку от Мурманска).

НОВАТЭК ускоряет график реализации своего третьего проекта по сжижению природного газа в Арктике («Обский СПГ»), и ОИР по нему планируется принять в самое ближайшее время. Но это будет менее крупный завод, строительство которого предполагается на суше неподалеку от объектов «Ямал СПГ» с использованием существующей инфраструктуры в порту Сабетта. Немаловажно, что концепция проекта предполагает строительство трех небольших технологических линий мощностью 1,6 млн т в год каждая (что в совокупности составляет 4,8 млн т в год) в основном с использованием российского оборудования и собственной запатентованной технологии сжижения компании НОВАТЭК — «Арктический каскад».

Предполагается, что такой подход позволит ввести в эксплуатацию первую линию проекта «Обский СПГ» раньше, чем «Арктик СПГ-2» — в четвертом квартале 2022 г. Источниками газа для нового завода должны стать Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское месторождения полуострова Ямал, суммарные промышленно значимые запасы которых составляют 157,3 млрд куб. м. Следует отметить, что НОВАТЭК стремится одновременно обеспечить высокую скорость реализации проекта и снижение затрат (за счет закупок оборудования отечественного производства и отечественной сборки, а также за счет использования одной инфраструктуры с проектом «Ямал СПГ»), даже не пытаясь потратить дополнительное время на переговоры с потенциальными зарубежными партнерами. Таким образом, НОВАТЭК предполагает, что может построить данный проект и осуществлять его эксплуатацию полностью самостоятельно.

сте 2018 года), а третья — более чем на год раньше срока (производство СПГ стартовало в ноябре 2018 года).

²⁸⁶ ЕРС-подрядчиком по проекту «Ямал СПГ» выступала компания TechnipFMC совместно с японскими инжиниринговыми фирмами JGC и Chiyoda. Chiyoda пока не вошла в консорциум, но еще может принять участие и в проекте «Арктик СПГ-2», хотя это пока еще окончательно не утверждено.

Для реализации первого крупного проекта НОВАТЭК в существенной мере опиралась на зарубежные технологии и зарубежных партнеров. На данный момент эта действенная комбинация уже не раз доказывала свою высокую эффективность, позволяя НОВАТЭК быстро и продуктивно адаптировать мировые технологии производства СПГ к работе в природных условиях, которые являются одними из самых суровых в мире.

НОВАТЭК пользуется значительной поддержкой со стороны государства и лично со стороны президента страны Владимира Путина. В отношении проектов «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2» действуют налоговые льготы, а строительство нового порта в Сабетте финансировалось из государственного бюджета (помимо этого, государство также обеспечивало ледокольное сопровождение и оказывало прочее содействие по навигации).

Недавним примером государственной поддержки в области обеспечения инфраструктуры стало подписание приказа о выделении бюджетных средств (103,6 млрд рублей) на дноуглубительные работы для терминала «Утренний» (в рамках проекта «Арктик СПГ-2»). Следует отметить, что на финансирование вышеуказанных работ перенаправлена часть средств программы строительства ледоколов компании «Росатом»²⁸⁷. При том, что подобная схема, казалось бы, немногим отличается от государственной поддержки СПГ в других странах, включая США (в частности, в рамках текущей программы правительства по обеспечению глобального «энергетического доминирования»), активное содействие развитию индустрии СПГ со стороны российского президента имеет высокую значимость, поскольку способствует преодолению инерции крайне централизованной системы.

В то же время НОВАТЭК пока серьезно не пострадал от санкций со стороны Соединенных Штатов. В июле 2014 г. компания была включена в Идентификационный список отраслевых [«секторальных»] санкций (SSI) США, которым налагались ограничения на выдачу ей кредитов²⁸⁸. Однако НОВАТЭК смог найти другие источники финансирования — в частности, китайские банки²⁸⁹. Санкции США и Европы пока напрямую не нацелены на российский газ и СПГ, а основной владелец НОВАТЭКа — Леонид Михельсон — не фигурирует в составленном Вашингтоном списке лиц, на которых распространяются санкции.

Текущая деятельность НОВАТЭКа не подпадает ни под одну из технических категорий, в отношении которых в настоящее время действуют запреты: компания не только не реализует глубоководных проектов, но и не работает на шельфе, а также не добывает сланцевую нефть. Тем не менее, успехи

²⁸⁷ «Росатом» совместно с Объединенной судостроительной компанией (ОСК) планировали построить три атомных ледокола, но завершение работ было перенесено на более поздний срок, поэтому срочная необходимость в средствах отпала.

²⁸⁸ Более подробная информация по данному вопросу представлена в документе Стратегический отчет IHS Markit «Великое похолодание: как санкции ведут к замерзанию российской экономики».

²⁸⁹ Стратегический отчет IHS Markit «Проект «Ямал СПГ» компании НОВАТЭК: реализация российского «мега-проекта» продолжается, несмотря на трудности».

НОВАТЭКа привлекают все больше внимания со стороны Вашингтона, и в настоящее время в Конгрессе обсуждаются нормативно-правовые акты, предполагающие введение санкций в отношении любых проектов по СПГ с российским участием за пределами России — хотя в настоящее время Россия не производит СПГ за рубежом. Однако США могут в любой момент ввести жесткие санкции в отношении российской индустрии СПГ и НОВАТЭКа.

Другими источниками серьезного риска для дальнейшего быстрого роста производства СПГ в России являются слабость российской промышленности в целом и низкий уровень согласованности между различными игроками. Однако, благодаря серьезной поддержке российских властей, НОВАТЭК удалось успешно лавировать между угрозой ужесточения санкций с одной стороны и проблемами российской промышленности и бюрократии — с другой. На данный момент компания выполняет свои обещания по превращению России в крупнейшего мирового производителя СПГ.

Деятельность в данном направлении получает полномасштабную поддержку Кремля, и при этом — по крайней мере, до настоящего времени — российское правительство отдает приоритет максимальной скорости по сравнению с другими политическими целями. Тем не менее, по мере роста производства СПГ в России перед властями будет вставать все более сложный выбор, по сути сводящийся к четырем вопросам, три из которых имеют стратегический характер и еще один (весьма немаловажный) относится к аспектам, связанным с ведением деятельности — а именно:

- Какое место будет отводиться СПГ в общей стратегии России (и, прежде всего, в развитии СМП и в «развороте» в сторону Азии)?
- Каким будет соотношение между зарубежными и российскими технологиями и оборудованием?
- Каким будет относительное соотношение приоритетов между СПГ и трубопроводным газом при экспорте из России?
- Сможет ли НОВАТЭК успешно реализовать возможности для расширения экспорта СПГ на мировом рынке, где наблюдается рост переизбытка предложения?

Вышеперечисленные проблемы далеко не новы, и стоят на повестке дня уже некоторое время.

СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ СПГ ДЛЯ РОССИИ

СПГ является одним из ключевых элементов реализации трех стоящих перед страной целей:

1. замена зарубежных технологий и оборудования отечественными аналогами (так называемая «локализация»), по сути, предполагающая развитие в России принципиально новых отраслевых компетенций;

2. развитие российской торговли и транзита в Арктике (в частности, СМП);
3. упрочение экономических связей со странами Восточной Азии (особенно с Китаем).

Однако в реализации данных политических задач с самого начала наблюдалась некоторая нерешительность. В сентябре 2007 г. в России была официально утверждена Восточная газовая программа, предусматривающая строительство нового крупного завода по производству СПГ во Владивостоке и расширение существующего проекта СПГ «Сахалин-2». В то время главным координатором и ответственным за реализацию программы был назначен «Газпром». Но значительного прогресса в данном направлении пока достигнуто не было.

В 2012 году, когда Владимир Путин вернулся на пост президента России, произошла стремительная смена настроений. В частности, в октябре 2012 г., обсуждая Восточную газовую программу с главой «Газпрома» Алексеем Миллером, президент заявил о том, что «можно создать и ещё один центр для экспорта [газа], причём ориентированный на Азиатско-Тихоокеанский регион», добавив, что «на этом направлении мы должны развивать прежде всего всё, что связано со сжиженным природным газом». Несколько месяцев спустя в ходе заседания Комиссии при президенте по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности, Владимир Путин вновь затронул данный вопрос: «Всё большее значение будет приобретать рынок сжижения природного газа. ... и если мы не будем проводить активную политику, то рискуем практически полностью отдать этот рынок нашим конкурентам». Президент России стал последовательным сторонником направления СПГ — прежде всего, с акцентом на Восточную Азию. Он часто посещал данный регион, а также принимал азиатских лидеров в Москве, и во время этих визитов активно продвигал восточный газовый потенциал России и российский СПГ. При этом с течением времени заинтересованность Путина в развитии направления СПГ, похоже, выросла, не в последнюю очередь в связи с тем, что внимание президента не обошло «сланцевый бум» в США, который он назвал революционным.

Индустрия СПГ является высокотехнологичным будущим газовой отрасли, она обеспечит российскому газу более широкий географический охват (особенно на растущих рынках Азии) и позволит монетизировать газовые ресурсы Севера, реализация которых иначе представляется затруднительной. Таким образом, СПГ является одним из ключей к достижению поставленных президентом более масштабных целей — таких как развитие Севера и Востока России, а также укрепление связей с Азией. До тех пор, пока Путин находится у власти он, вероятнее всего, будет продолжать поддержку развития российской индустрии СПГ.

Энтузиазм Путина в отношении СПГ привел к взлету целевых показателей. В ответ на решительное одобрение президентом расширения арктической стратегии на Международном арктическом форуме, состоявшемся в апреле 2019 г.,

заместитель председателя Правительства Российской Федерации Юрий Трутнев, который отвечает за политику по арктическому региону, на заключительной пресс-конференции заявил о своей поддержке национального проекта «Арктика», предполагающего к 2035 г. вывести производство СПГ на уровень 140 млн т в год. НОВАТЭК также с энтузиазмом воспринял эту амбициозную цель. (Ранее обсуждался целевой показатель в размере около 100 млн т в год.) На прошедшем ранее заседании Коллегии министерства энергетики Леонид Михельсон призвал правительство официально (на государственном уровне) закрепить целевой показатель на уровне 140 млн т в год. «Это позволит обеспечить России долю рынка СПГ до 20%», — сказал Михельсон.

Стремление России занять 20% мирового рынка в течение ближайших 15 лет возникло в период, когда в мире наблюдается беспрецедентный рост предложения СПГ²⁹⁰. Суммарная мощность всех проектов СПГ, по которым было принято ОИР в 2019 г. достигло 63 млн т в год, побив рекорд прошлых лет, когда за один год было принято ОИР по проектам суммарной мощностью 50 млн т в год.

Крупные энергетические компании мира все более активно демонстрируют намерение продвигать СПГ в качестве основного направления деятельности, и проявляют готовность взять на себя повышенный риск, связанный с неопределенностью в отношении спроса — т. е., инвестируют в новые мощности СПГ без заблаговременного поиска конечных потребителей. Конкуренция между компаниями приводит к возникновению мирового кредитного бума в области инвестирования в проекты СПГ, в том числе в России.

В индустрии СПГ растет обеспокоенность тем, что текущая ситуация не является устойчивой. Тем не менее, российские власти демонстрируют решимость продолжать развитие данного направления. При этом делается акцент на долгосрочной стратегии, а не на краткосрочных коммерческих соображениях. Об этом, в частности, свидетельствует Доктрина энергетической безопасности России, утвержденная президентом в мае 2019 г. В документе представлена стратегия национальной и экономической безопасности России на период до 2030 г., включая лежащие в ее основе принципы государственной политики. Документом предполагается перемещение центра мирового экономического роста в Азиатско-Тихоокеанский регион, а также общее замедление роста мирового спроса на энергоресурсы и изменения в его структуре. Часть этих перемен связана с ростом значимости СПГ на мировых энергетических рынках, поэтому доктрина отдельно призывает к увеличению производства СПГ в России.

Очевидное продвижение идет и в направлении другой стратегической цели: упрочению экономических связей со странами Восточной Азии. Корпорация CNPC стала одним из первых акционеров проекта «Ямал СПГ». Помимо

²⁹⁰ Стратегический отчет IHS Markit по СПГ «Мировой рынок СПГ в ожидании рекордного числа ОИР в 2019 и 2020 гг.».

этого, CNPC (через свою дочернюю компанию CNODC) и CNOOC приобрели 10% акций «Арктик СПГ-2». В дополнение к экспорту СПГ в Китай, НОВАТЭК наращивает деятельность на внутреннем газовом рынке Китая, о чем свидетельствует недавнее подписание базовых условий соглашения с Sinopec и Газпромбанком о создании совместного предприятия для реализации СПГ и природного газа конечным потребителям в Китае. Долгосрочной целью Михельсона является создание полной производственно-сбытовой цепочки для СПГ — прежде всего (на данный момент), с китайскими партнерами, а также с другими странами (в частности, с Вьетнамом).

ТРУДНЫЙ ПУТЬ К «ЛОКАЛИЗАЦИИ»

Реализация российских проектов СПГ в настоящее время идет с негласными отступлениями от требований к использованию российских ресурсов. По словам Михельсона, их доля в проекте «Ямал СПГ» составила лишь 30% и в основном приходилась на трудовые ресурсы.

Как правительство, так и НОВАТЭК стремятся к тому, чтобы данная ситуация изменилась. Официальной политикой правительства в отношении промышленного развития России является «локализация», то есть максимальное вовлечение местных поставщиков и подрядчиков, а также максимально быстрое замещение зарубежных компаний российскими. Такая политика приобрела особую актуальность, начиная с 2014 г., в связи с введением экономических санкций со стороны США и Европы (а также других стран, включая Японию) в отношении России. В августе 2018 г. заместитель председателя Правительства Российской Федерации Дмитрий Козак, ответственный за энергетику и промышленность в целом, подписал «дорожную карту» по СПГ, направленную на «локализацию» критически важного оборудования к середине 2020-х годов. «Дорожная карта» представляет собой масштабную программу, которая предусматривает гармонизацию стандартов проектирования, строительства и эксплуатации с тем, чтобы у российских компаний появилась возможность конкурировать на мировых (а не только на российских) рынках технологий и оборудования в области производства СПГ. Впоследствии Министерство энергетики прокомментировало: «В целом планируется привлечь более 800 предприятий ... реализация программы позволит обеспечить до 2035 г. более 10 трлн рублей (около 154 млрд долл. США) инвестиций, ежегодное увеличение экспортной выручки до 35 млрд долларов, ...а также дополнительные ...налоговые поступления в бюджет»²⁹¹.

НОВАТЭК полностью поддерживает данную инициативу. В феврале 2019 г. в беседе с Владимиром Путиным Леонид Михельсон пообещал, что в рамках реализации проекта «Арктик СПГ-2» будет размещено заказов для россий-

²⁹¹ Сергей Кудияров, «Когда научимся сжижать?» Эксперт, № 8 (18 февраля 2019 г.), стр. 18–22.

ских компаний на сумму более 1 трлн руб. (около 15 млрд долл. США), что существенно превышает аналогичный показатель для проекта «Ямал СПГ» — 650 млрд руб. (около 10 млрд долл. США).

Тем не менее, программа локализации по большей части практически не продвигается. Хотя правительство предполагает, что в период до 2035 г. на оборудование для производства СПГ потребуется 200 млрд руб. (3 млрд долл. США) государственных инвестиций в год, за первые три года программы на эти цели было выделено лишь 3 млрд руб. (46 млн долл. США). У различных задействованных сторон уходит немало времени на споры о том, на кого ляжет финансирование данной инициативы из собственного бюджета. А между тем значительная часть системы обеспечения новых проектов — и, прежде всего, услуг по проектированию, материально-техническому обеспечению и строительству (ЕРС) — остается за зарубежными специалистами, которые предпочитают иметь дело с проверенными подрядчиками и поставщиками.

Это создает серьезные проблемы для НОВАТЭКа. С одной стороны, компания поставила перед собой амбициозные цели по производству и экспорту СПГ, и для сохранения конкурентоспособности ей необходимо обеспечивать низкий уровень затрат. В то же самое время, она должна идти в ногу с политической локализацией и на деле содействовать ее развитию. Это требует немалой дипломатии и умения ловко маневрировать. В частности, проект «Арктик СПГ-2» был заявлен как гибкий: первые две линии будут оснащены в основном зарубежными технологиями, а в составе третьей предполагается значительная доля российского оборудования.

В феврале 2019 г. НОВАТЭК подписал договор на поставку компрессорного оборудования для всех трех запланированных линий с Siemens, однако первый заместитель председателя правления НОВАТЭК Александр Фридман отметил, что «договор открывает новые перспективы по локализации производства компрессорного оборудования, что соответствует нашей стратегической цели по созданию и развитию центра СПГ-технологий в России». Был также подписан ЕРС-контракт с компанией TechnipFMC, но остается открытой возможность того, что позже ей на смену придет российская компания. Глава НОВАТЭКа Леонид Михельсон заявляет, что его цель — довести долю оборудования российского производства до 70%. Тем не менее, в конечном итоге, заключенные к настоящему моменту контракты по проекту «Арктик СПГ-2» (на общую сумму более 5 млрд долл. США) по большей части подписаны с зарубежными компаниями.

В качестве пилотного проекта НОВАТЭК ведет строительство менее крупной четвертой линии «Ямал СПГ», которая, как было объявлено, будет оснащена технологиями и оборудованием исключительно российского производства.

ТРАНСПОРТИРОВКА — ЕЩЕ ОДНА СЕРЬЕЗНАЯ ПРОБЛЕМА

Одной из самых серьезных проблем на пути достижения поставленных амбициозных целей является транспортировка — и прежде всего, обеспечение танкеров ледового класса и достаточного объема ледокольных мощностей.

Несмотря на продолжающееся потепление в Арктике и окружающих ее морях, российский СМП по-прежнему покрыт льдом на протяжении большей части года, за исключением короткого периода в течение лета и ранней осени. Для решения данной проблемы НОВАТЭК пока задействует флот специально спроектированных СПГ-танкеров ледового класса зарубежного производства, хотя эксплуатация некоторых из них осуществляется по долгосрочным тайм-чартерным договорам с российской судоходной компанией «Совкомфлот».

В 2014 г. НОВАТЭК заказал 15 танкеров ледового класса Arc7 (Yamalmax) у южнокорейской компании Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering (DSME) на общую сумму 5 млрд долл. США²⁹². После чего, в июне 2017 г. Владимир Путин возглавил церемонию официального ввода в эксплуатацию первого из 15 танкеров, получившего название «Кристоф де Маржери» в память покойного главы компании Total, погибшего в авиакатастрофе в Москве. Планируется, что эти специальные суда будут использоваться для перевозок СПГ в арктических водах. В настоящее время транспортировка СПГ в восточном направлении возможна летом и ранней осенью, а зимой — из-за ледовых условий — перевозки возможны только на запад, в Европу, где грузы перемещаются на обычные танкеры для дальнейшей отправки в Азию.

В будущем предполагается перегрузка СПГ на обычные танкеры на новых перевалочных терминалах, которые планируется построить на входе и выходе из СМП в Мурманской области и на Камчатке. Нехватка мощностей транспортировки является одной из насущных проблем проекта «Ямал СПГ»: объемы сжиженного природного газа превышают изначально предполагаемые, поскольку производственные линии были завершены с опережением графика — задолго до сроков сдачи предназначенных для них танкеров.

Планируется, что стартовая мощность каждого из двух новых перевалочных терминалов будет составлять 20 млн т в год (впоследствии мощность терминала на Камчатке может быть увеличена до 40 млн т в год). Одновременно с этим будет осуществляться строительство государственных портовых объектов и инфраструктуры. Сооружение терминала в Мурманской области должно завершиться не позднее 2022 года, а терминала на Камчатке — к следующему году.

²⁹² В феврале 2019 года компания Daewoo вошла в состав Hyundai Heavy Industries. Объединенная компания контролирует 52% мировых мощностей по строительству танкеров для СПГ.

СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ: НАДО НАЙТИ ОТВЕТСТВЕННОГО

Президент России поставил в качестве национальной цели доведение к 2024 г. годового объема перевозок по СМП до 80 млн т, тогда как на сегодняшний день данный показатель составляет лишь около 1 млн т. (Более того, в ходе Международного арктического форума в Санкт-Петербурге в апреле 2019 г. Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» подняла планку еще выше, заявив, что перевозки по СМП к поставленному сроку могут вырасти до 92,6 млн т.) При этом существенный вклад в суммарный плановый показатель будет вносить СПГ. В беседе с Владимиром Путиным в феврале 2019 г. Леонид Михельсон пообещал, что только поставки СПГ компанией НОВАТЭК способны обеспечить до 46 млн т из 80 млн т, намеченных президентом в качестве целевого объема на 2024 год.

Однако расширение движения по СМП в таких масштабах полностью меняет весь расклад, поскольку требует тесного взаимодействия с рядом влиятельных государственных игроков. Так, немалая часть СМП находится под контролем военного ведомства России, которое привыкло располагать правом запрета на навигацию по закрепленной за ним территории. Помимо этого, «Росатомфлот» (дочернее предприятие «Росатома») курирует парк атомных ледоколов, а в ведении Министерства транспорта находятся водные пути.

В 2018 г. между этими двумя структурами разгорелся спор о том, какая из них будет осуществлять руководство СМП. «Росатомфлот» требовал передать ему контроль над всем движением по СМП, а также настаивал, чтобы все суда пользовались его ледокольным сопровождением. Это вызвало возражения со стороны компаний, осуществляющих перевозки по СМП — таких как НОВАТЭК и «Газпром нефть» — которые планируют обеспечить себя собственным флотом судов ледового класса, и не испытывают необходимости в постоянном и плотном сопровождении атомных ледоколов «Росатомфлота».

В итоге председатель Правительства РФ принял решение о разделении полномочий между двумя структурами: «Росатомфлот» будет отвечать за строительство инфраструктуры и прочих объектов, а Министерство транспорта (через подведомственные ему организации — ФГУП «Росморпорт» и «Администрация СМП») будет в основном управлять навигацией (осуществлять выдачу разрешений на проход судов)²⁹³.* Однако это не только не положило конец бюрократическим препирательствам, но и привело к призывам о создании единого центрального органа, контролирующего СМП и решение прочих сопутствующих вопросов.

²⁹³ Более подробная информация о споре между двумя структурами представлена в статье Василия Маринина и других авторов «Минтранс обошел «Росатом» на воде», РБК Daily, 27 июня 2018 г., стр. 10.

«ГАЗПРОМ» ПОКА ДАЛЕК ОТ ЭНТУЗИАЗМА В ОТНОШЕНИИ СПГ

Основной сферой специализации «Газпрома» на протяжении всей его истории были газопроводы, и он в целом не проявлял энтузиазма в отношении крупномасштабного производства СПГ. Если кратко описывать ситуацию, то в начале 2000-х годов «Газпром» разработал стратегию в отношении СПГ, центральным элементом которой был экспорт в Северную Америку, где на тот момент по всем признакам намечался дефицит газа. Предполагалось, что для этого будет использоваться газ Штокмановского шельфового месторождения в Баренцевом море.

Однако активизация добычи сланцевого газа в США привела к срыву этого плана, и «Газпром» почти на десятилетие отказался от СПГ, сконцентрировавшись вместо этого на освоении газовых ресурсов полуострова Ямал и на обеспечении инфраструктуры для их поставок в Европу через ЕСГ. Единственным исключением для «Газпрома» за все эти годы является производство СПГ в рамках проекта «Сахалин-2».

Однако в 2012 г., в третий раз вступив в должность президента, Владимир Путин начал оказывать давление на «Газпром», подталкивая компанию к разработке новой стратегии в области СПГ. К тому же стало понятно, что североамериканский рынок закрыт, и «Газпрому» необходимо было пересмотреть базовые принципы его экспортной программы. После этого глава «Газпрома» Алексей Миллер в должном порядке представил президенту план по развитию экспорта газа в Азию, включая СПГ. Центральными элементами нового плана были газопровод для поставок в Китай и крупнотоннажный завод по сжижению природного газа во Владивостоке. Однако проекту «Владивосток-СПГ» отводилась лишь второстепенная роль в плане «Газпрома» — он рассматривался как своего рода проект для хеджирования рисков на случай, если фактически приобретаемые Китаем объемы газа окажутся ниже запланированного объема поставок по газопроводу.

Еще в 2013 г. Путин видел в «Газпроме» главного лидера развития производства СПГ и его поставок в Восточную Азию. На встречах с Алексеем Миллером президент открыто выражал свое недовольство тем, что, с его точки зрения, глава «Газпрома» недостаточно активно ведет работу в данной области. Однако впоследствии, с развитием деятельности НОВАТЭКа, Путин, судя по всему, негласно согласился с разделением функций между двумя компаниями: НОВАТЭК стал лидером направления СПГ, а «Газпром» — лидером поставок газа по газопроводу. (В частности, когда в марте 2019 г. Владимир Путин в режиме телемоста давал команду к началу полномасштабного освоения Харасавэйского газового месторождения, в своей речи он уделил немало внимания будущему значению газа, добываемого на полуострове Ямал, для поставок по газопроводу в Европу и не упомянул СПГ.)

В настоящее время Путин подчеркивает, что две компании выполняют разные миссии. В декабре 2017 г., во время старта проекта «Ямал СПГ», Путин

сказал: «Работа должна быть выстроена так, чтобы проекты СПГ никак не конкурировали с нашим же трубопроводным газом. Напротив, необходимо создать условия для сбалансированного, взаимодополняющего друг друга направления, чтобы в целом получить максимальную отдачу»²⁹⁴.

«Газпром» по-прежнему лишь в ограниченной степени участвует в производстве СПГ, и разработку «новейших» месторождений компании на полуострове Ямал — Тамбейского кластера на удаленной северной оконечности полуострова — все так же предполагается вести в расчете на поставки по газопроводу. Говоря о направлении СПГ на Ямале, заместитель председателя правления «Газпрома» Олег Аксютин недавно заявил: «В рамках долгосрочной программы такие проекты мы не рассматриваем». При этом «Газпром» и Shell на протяжении уже многих лет обсуждают третью очередь проекта «Сахалин-2», но расширение тормозится из-за недостаточной обеспеченности газом.

Давно рассматриваемый «Газпромом» план строительства крупнотоннажного завода по производству СПГ в порту Усть-Луга на Балтийском море теперь — с уходом Shell из проекта — по всей видимости, будет второстепенным по отношению к нефтехимическому производству. Еще одним проектом «Газпрома» в области СПГ стал небольшой комплекс «Портовая» под Санкт-Петербургом, предназначенный для производства судового бункерного топлива. Но тогда как небольшой СПГ-завод НОВАТЭК на Балтике, в Высоцке, также ориентированный на рынок бункерного топлива, уже начал работу, реализация проекта «Портовая» задерживается — его завершение было намечено на 2018 г., но старт производства, возможно, состоится не ранее 2020 года²⁹⁵.

Алексей Миллер осознает скромную роль «Газпрома» в развитии производства СПГ, но оставляет за компанией возможность для более активного участия в будущей локализации технологий. В апреле 2019 г. он сказал: «До последнего времени мы активно не вели деятельность по таким направлениям, как сжиженный природный газ. Но время идёт, и мы прекрасно понимаем, что в рамках этих направлений работы в среднесрочной и долгосрочной перспективе у «Газпрома» появятся крупные проекты. Мы с нашими отечественными производителями, в первую очередь с предприятиями оборонно-промышленного комплекса, своевременно начинаем работу по локализации производства оборудования для этих секторов»²⁹⁶.

²⁹⁴ Независимая газета, 11 декабря 2017 г., стр. 1.

²⁹⁵ НОВАТЭК создал СП с «Газпромбанком», получившее название «Криогаз-Высоцк», для строительства небольшого завода по производству СПГ в Высоцке.

²⁹⁶ Ежедневное нефтегазовое обозрение агентства «Интерфакс» по России и СНГ, № 13, стр. 6.

ДВА ВОЗМОЖНЫХ ПУТИ: БЫСТРЫЙ ВЫХОД НА РЫНОК ИЛИ МЕДЛЕННОЕ РАЗВИТИЕ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИЧНОЙ ОТРАСЛИ?

В дальнейшем у российской стратегии в области СПГ есть два возможных пути. Первый — продолжать стремиться к максимально быстрому развитию данного направления. Это означает использование главным образом зарубежных подрядчиков, оборудования и технологий с привлечением в качестве дополнения российских поставщиков там, где это возможно. Второй путь — делать акцент на глубину, то есть стремиться к последовательному согласованию развития направления СПГ с реализацией других задач, стоящих перед Россией (прежде всего в области локализации и регионального развития).

До сих пор предпочтение, в целом, отдавалось первому пути. Это обусловлено постоянными призывами к тому, чтобы как можно скорее закрепить за Россией статус крупного игрока на мировом рынке СПГ. Помимо прочего, данный путь способствует достижению двух краткосрочных целей российского правительства, первая из которых заключается в максимально быстром развитии СМП для реализации претензий страны на контроль над движением судов в его акватории, а вторая — в ускоренном развитии торговых и дипломатических отношений России с Китаем (прежде всего, в качестве ответной реакции России на санкции со стороны Запада).

Однако путь, предполагающий максимальную скорость, также означает рост поступления российского СПГ на мировой рынок, где уже складывается ситуация перенасыщения, которая в ближайшие несколько лет (и возможно даже на протяжении следующего десятилетия), скорее всего, будет только усугубляться. Несмотря на единодушное мнение о том, что в перспективе наиболее динамичный спрос на СПГ среди всех крупных регионов мира будет наблюдаться в Азии, проблема как таковая не отпадает, поскольку в данном регионе отсутствует емкий, ликвидный спотовый рынок газа/СПГ. В то же самое время, НОВАТЭК (как и другие поставщики СПГ) в немалой мере рассчитывает на спотовые продажи объемов от своих проектов в будущем. В марте 2019 г. финансовый директор НОВАТЭКа Марк Джетвей заявил: «Мы больше не контролируем, где наши партнеры будут реализовывать газ от «Арктик СПГ-2». НОВАТЭК планирует продавать около половины своего СПГ, произведенного в рамках проекта «Арктик СПГ-2» (около 6 млн т в год), на спотовом рынке». СПГ будет поставляться покупателям на условиях FOB с перевалочных терминалов в Мурманской области и на Камчатке.

Соответственно, НОВАТЭК планирует подписание долгосрочных контрактов на реализацию второй половины производимых компанией объемов — в основном в Азии. Это совсем немало для рынка, на котором количество «гарантированных» потребителей, помимо Китая, невелико. Существует потенциальная опасность того, что при таком значительном объеме спотовых

продаж, российский газ в конечном итоге начнет конкурировать сам с собой, особенно на «остаточном» европейском рынке²⁹⁷.

Второй путь предполагает менее быстрый, но, возможно, более сбалансированный подход, способствующий более широкому использованию российского оборудования и технологий, российских компаний и подрядчиков — иными словами, максимальной локализации наряду с продуманным вовлечением зарубежных партнеров (в основном из стран Азии). Помимо этого, он нацелен на использование индустрии СПГ для дальнейшего развития инфраструктуры северных и восточных регионов России, примером чему служит судостроительный комплекс «Звезда». Также подразумевается увеличение числа российских игроков, вовлеченных как в развитие самого направления СПГ, так и в общее управление деятельностью на севере и востоке страны. Второй путь требует более четкой согласованности с другими направлениями, такими как строительство железных дорог, судостроение, криогенная инженерия, металлургия и т. п. Это предполагает более активное участие целого ряда российских министерств и ведомств, включая военно-промышленный комплекс.

До настоящего времени российские власти не сталкивались с необходимостью выбора между этими двумя путями. Деятельность НОВАТЭКа как квалифицированного и эффективного лидера в области СПГ обеспечивала высокую скорость реализации проектов, а решение вопросов локализации и внутренней конкуренции при этом откладывалось. Более того, профессионализм НОВАТЭКа позволяет компании идти обоими путями одновременно. Так, реализация четвертой линии «Ямал СПГ» и проекта «Обский СПГ» планируется с использованием российских технологий и подрядчиков. Аналогичным образом, НОВАТЭК готов использовать СПГ-танкеры, построенные на судовой верфи «Звезда», если будут обеспечены приемлемые сроки и цены их производства. И, наконец, экспортная стратегия компании отдает приоритет азиатскому рынку по сравнению с европейским, стремясь максимально избежать неловкой конкуренции с экспортными поставками сетевого газа «Газпрома» в Европу.

Воодушевленные текущими успехами своей политики, российские власти ставят все более высокие цели по производству СПГ, одновременно призывая к быстрому прогрессу в решении всех остальных поставленных ими задач. При этом принципиальный выбор между скоростью и глубиной больше нельзя затягивать. Первыми вестниками неизбежности выбора стали недавние споры между «Газпромом» и НОВАТЭКом из-за экспортных поставок на перенасыщенный рынок Европы, а также напряженность в отношениях между «Роснефтью» и НОВАТЭКом по поводу заказа танкеров на верфи «Звезда». С ростом производства СПГ в России и увеличением числа задействованных в данной сфере сторон, проблем будет становиться все больше.

²⁹⁷ Стратегический отчет IHS Markit «Баланс на мировом рынке газа: Северо-Западная Европа как точка опоры».

В качестве примера здесь можно привести первоначальные колебания Дмитрия Медведева по поводу решения о том, какая структура должна отвечать за СМП — «Росатом» или Министерство транспорта. Еще одним примером является нерешительность правительства относительно запрета на передвижение по СМП судов под иностранным флагом, включая танкеры для перевозки сжиженного природного газа: сначала был введен жесткий запрет, а потом сделано исключение для СПГ-танкеров — то есть, на практике имеется вероятность того, что на значительную часть экспорта СПГ от проектов в Арктике данное требование распространяться не будет.

Существующие проблемы не исчезнут. Более того, они, вероятно, достигнут критической отметки в середине 2020-х годов, когда планируется ввод в эксплуатацию нового поколения арктических проектов производства СПГ и начало экспорта. Возникновение задержек в реализации этих проектов (в частности, из-за внутренних проблем — например, из-за нарушения сроков готовности российских танкеров или их более высокой стоимости по сравнению с бюджетом) приведет к росту разногласий и острой необходимости поиска компромисса.

Глава 24. Проблемы развития сектора независимых нефтяных компаний России

М. М. Козеняшева

Нефтяная отрасль РФ с организационной точки зрения включает в себя не только ВИНК, которые выступают ее основными субъектами, но и сектор независимых нефтегазодобывающих компаний (ННК), образовавшихся в 90-е годы прошлого столетия в условиях либерализации экономического развития и складывания рыночных условий хозяйствования.

И если вчера — существование ННК, по меткому высказыванию генерального директора «АссоНефть» Корзун Е. В., рассматривали как статистическую погрешность, сегодня — это «резервный полк» развития российской нефтяной отрасли [1]. Да и не только российской.

Кардинальные изменения, которые произошли в мировом нефтяном бизнесе в последние два года, свидетельствуют о том, что повышение роли ННК — общемировая тенденция. Это со всей очевидностью проявилось в результате сланцевого прорыва, который был совершен в США именно небольшими независимыми компаниями, число которых в США, превышает 10 тысяч [2].

Американские ННК, совершив этот технологический прорыв, прочно закрепили за собой статус технологических юниоров. Последствия этого прорыва оказали и оказывают влияние на мировую нефтяную отрасль, эта новая реальность сказывается и на российской нефтяной отрасли и даже на экономике страны в целом, поскольку появление на мировом рынке «новой» дополнительной нефти из США привело к резкому падению мировых цен на нефть в 2014–15 гг., а также к кардинальной перегруппировке среди основных игроков на мировом нефтяном рынке.

Повышение роли ННК в мировой нефтяной отрасли в современных условиях обусловлено целым рядом обстоятельств:

- во-первых, эпоха обнаружения и разработки гигантских нефтяных месторождений близится к завершению, налицо процесс «измельчания» открываемых месторождений. Как известно, в последнее время в России в основном открываются небольшие по запасам месторождения. Так, в 2016 г. было открыто 40 месторождений со средней величиной запасов, $C_1 + C_2$, не превышающей 1,7 млн т. Следует подчеркнуть, что разработка мелких месторождений исторически была прерогативой небольших ННК;
- во-вторых, разработка новых месторождений сегодня в мире все более связана с такой категорией как «ТРИЗы» (трудноизвлекаемые запасы), и это также актуально и в отношении российской нефтяной отрасли. Доля ТРИЗ, по оценке ряда экспертов отрасли, в общем балансе российских запасов растет и уже составляет 20 % [3,4]. По данным ПАО

«Газпромнефть», этот показатель составляет 65 %. А ТРИЗы — это еще одна сфера специализации российских ННК, поскольку «сливки» — всегда доставались большим, прежде всего ВИНК, а ННК оставались так называемые «неудобья», которые они привыкли разрабатывать и рассматривают эту данность как свою специализацию. Добывать из скважин «трудную» нефть — естественная ниша для российских ННК;

- в-третьих, у ННК, вследствие малых масштабов ниже и транзакционные издержки, поэтому ННК зачастую более оперативны и эффективны, чем бюрократические, тяжеловесные структуры нефтяных гигантов. ННК имеют возможность экономии и на административных расходах;
- в-четвертых, в условиях экономических и нефтяных кризисов, падения цен, эти компании быстрее могут приспосабливаться к новым условиям, поскольку в небольшой хозяйствующей единице затраты крайне оптимизированы;
- в-пятых, индивидуальный подход к разработке каждого месторождения позволяет ННК достичь высокой эффективности деятельности.

И, несмотря на то что именно этот сектор является объектом интенсивных сделок по слияниям и поглощениям, он живуч, и до 2018 г. демонстрировал устойчивый рост. Сегодня в России он представлен 250 малыми и средними независимыми компаниями, из которых 52 % осуществляют добычу, а 38 % пока не добывают, но ведут поисково-разведочное бурение. Совокупно независимые добывающие предприятия (около 150 компаний) обеспечивают в среднем около 23 млн тонн нефти (по итогам 2018 г.), что может быть оценено как 4 % общероссийской добычи. При этом независимые компании, активно участвуя в геологоразведке, способствуют рациональному недропользованию, поскольку работают на небольших и малопривлекательных для ВИНК запасах, а также создают столь необходимую для успешного развития отрасли конкурентную среду.

Что представляет собой сектор ННК в российской нефтяной отрасли? По сути, это «незаконный ребенок» отрасли и до настоящего времени он не имеет даже своего юридически закрепленного статуса²⁹⁸. Неоднократно предлагаемый подход определить данный сектор на основе применения количественных фильтров, подобно тому, как это сделано, например, в США, не увенчался успехом. Однако в 2015 г. в результате совместной работы Ассоциации независимых нефтегазодобывающих организаций («АссоНефть»), Министерства энергетики РФ, ЦДУ ТЭК, Министерства экономического развития РФ, Федеральной антимонопольной службы РФ было достигнуто соглашение о применении качественных параметров для выделения группы ННК, что было закреплено протоколом Министерства энергетики РФ № 05–105 пр от 05.08.2015 г. (Рис.24.1).

²⁹⁸ Понятие ВИНК также законодательно не закреплено, однако общеизвестно, что такие структуры охватывают всю цепочку создания стоимости «от скважины до бензоколонки».

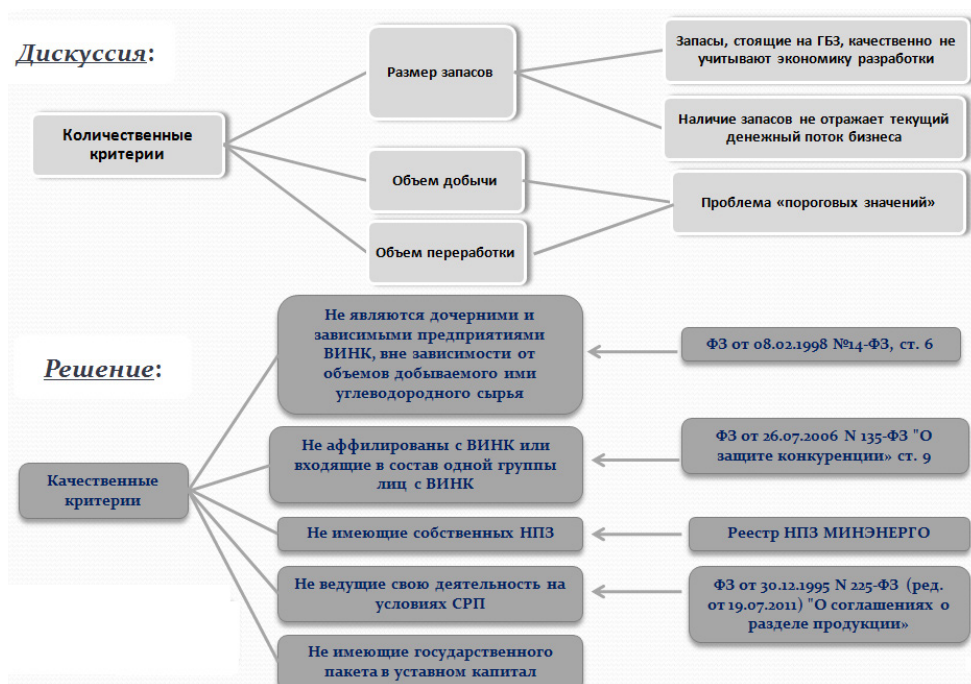


Рисунок 24.1. Критерии выделения группы ННК: подходы и проблемы.

Таким образом, был сделан первый шаг в направлении узаконивания статуса ННК, который также вносит определенный вклад в развитие нефтяной отрасли РФ.

Для сравнения в США уже с начала XX века были приняты законопроекты, которые позволяли мелким операторам разрабатывать нефтяные месторождения и реализовывать добытую нефть. Под мелкими операторами, по законодательству США, понимают «частные компании, получающие выручку от реализации добываемой сырой нефти и не имеющие возможность перерабатывать ее самостоятельно».

В отношении таких компаний предусмотрена система льгот, и в первую очередь льготы по налогу на прибыль и налоговая скидка с валовой прибыли на истощение природного ресурса. В частности, в отношении «Независимых» (Independent), не интегрированных компаний, а также «Малых независимых компаний» в США был предусмотрен ряд специфических льгот: 2-летний срок амортизации геологических и геофизических затрат, вычет 100 % нематериальных затрат на бурение, а также вычет из налогооблагаемого дохода в размере 15 % («Small Producers Exemption») [5].

В отличие от других нефтедобывающих стран, где для ННК, включая малые, созданы льготные условия развития, что и обеспечивает им успешный

и быстрый рост, в РФ сектор ННК развивался и развивается в той же самой экономической среде, что и вся российская нефтяная отрасль и ее передовые гиганты — крупнейшие российские ВИНК, масштабы и возможности деятельности которых несопоставимы с ННК.

Следует отметить, что так называемый технологический «сланцевый прорыв» в США в значительной степени состоялся благодаря зрелым институциональным условиям (правовым, экономическим, политическим, бизнес-культурным и др.) в стране, которые оказывают непосредственное воздействие на экономическую систему, способную эффективно и быстро подстраиваться под общественные потребности. Налоговая система в США — это не «демиург всесущего» как в России, а просто механизм, способствующий экономическому росту в условиях быстроменяющейся среды. Так, в конце 2017 г. в Налоговой системе США произошли определенные изменения и кратко можно отметить следующие, наиболее важные:

- снижение налога на прибыль с 35 % до 21 %;
- установление лимита в 30 % по вычету процентных расходов. Это особенно важно для малых нефтяных компаний, которые, как правило, имеют серьезные кредитные обязательства;
- освобождение от уплаты налога на дивиденды (если пакет — более 10 %), полученные от зарубежных «дочек». Это, в первую очередь, касается крупных американских ВИНК с широким зарубежным сектором деятельности по всему миру;
- ограничения в 80 % по возможности переноса убытка, но при этом отменяется ограничительный срок по его переносу [6].

Подчеркнем, что это довольно серьезные налоговые подвижки, которые, безусловно, обеспечат дальнейший рост деятельности американских нефтяных компаний.

Когда мы говорим о росте сектора российских ННК, то пристальное рассмотрение этого процесса показывает более сложную и неоднозначную картину.

Имманентное свойство сектора ННК — разномасштабность объемов добычи. Компании, входящие в этот сектор, очень неоднородны, среди них есть две с добычей более 1 млн т, которые практически обеспечивают половину всей добычи сектора, половина всего состава ННК — это мелкие и мельчайшие компании с добычей до 50 тыс. т в год. Российские ННК в целом показывают неплохую динамику, но в нефтедобывающей промышленности России сохраняется тренд на укрупнение государственного сектора, и доля частных компаний сокращается за счет перехода активов к государственным компаниям. При этом доля добычи независимых нефтяных компаний с 2000 года практически не растет, как и количество ННК. Не в том беда, что эти показатели не растут, проблема в другом — это не соответствует новой парадигме недропользования в РФ, когда мелкие и мельчайшие месторождения — основная категория

Таблица 24.1. Динамика добычи нефти ННК в разбивке по группам

	Показатель	2015г.			2016г.			2017г.			2018г.			
	уровень добычи	Кол-во ННК	Объем добычи	темп прироста добычи (%)	Кол-во ННК	Объем добычи	темп прироста добычи (%)	Кол-во ННК	Объем добычи	темп прироста добычи (%)	Кол-во ННК	Объем добычи 9 месяцев 2018 г.	Объем добычи (прогноз)	темп прироста добычи (%)
ГРУППА														
А	более 1 млн т	2	8684	16,20	2	10957,52	26,18	2	11365,84	3,73	2	8489,7	11319,6	- 0,41
Б	более 500 тыс.т	2	1103	- 4,84	2	1105,06	0,19	2	1153,40	4,37	2	828,547	1104,7	- 4,22
В	100-500 тыс.т	34	8261,3	2,56	34	7697,04	- 6,83	33	8340,34	8,36	32	5871,367	7828,5	- 6,14
Г	50-100 тыс.т	20	1300	25,18	21	1518,37	16,80	20	1394,57	- 8,15	20	991	1321,3	- 5,25
Малые, в том числе:													0,0	
Д	10-50 тыс.т	27	716,3	- 21,79	25	636,08	- 11,20	23	614,57	- 3,38	21	558,254	744,3	21,12
Е	до 10 тыс.т	40	120,7	- 3,82	28	116,55	- 3,44	45	126,80	8,79	50	115,9	154,5	21,88
ИТОГО	тыс. т	125	20185,3	7,77	112	22030,62	9,14	125	22986,41	4,34	125	16854,77	22473,0	- 2,23

Источник: рассчитано автором по данным ЦДУ ТЭК.

вновь открываемых месторождений на перспективу. Одновременно наблюдается снижение интереса инвесторов к разработке мелких (с НИЗ до 5 млн т) месторождений.

Так, если в 2015 г. только 40 % объявленных аукционов на такого рода месторождения были признаны состоявшимися, то в 2016 г. этот показатель составил уже 20 %. По всем категориям запасов УВС признаны состоявшимися — около 58 % объявленных конкурсов и аукционов.

Кто из ННК сегодня имеет возможности развиваться? В первую очередь, это ННК, имеющие льготы по НДС (Восточная Сибирь — Иркутская нефтяная компания), по экспортной пошлине — Дулисьма, Ирельяха и др., а также ННК, ведущие деятельность в Республике Татарстан (Кара-Алтын, Алойл, Шешмаойл и другие). За два десятилетия ННК республики добыли более 100 млн т нефти. Суммарная годовая выручка этих компаний более 115 млрд руб. Налоговая эффективность — 71 млрд руб., что формирует порядка 10 % бюджета Республики Татарстан [7].

Каждая десятая тонна нефти добывается малыми компаниями Татарстана благодаря третичным методам увеличения нефтеотдачи пластов. Например, «Шешмаойл» использует технологию «пропантного гидроразрыва карбонатных пластов», «Охтин-ойл» ведет разработку месторождений с высоковязкой нефтью, используя технологию закачки горячей воды, «Татех» впервые в практике российской нефтяной промышленности внедрила одновременно-раздельную эксплуатацию и благодаря этому вовлекла в разработку дополнительные запасы нефти и увеличила производительность скважин. «Татойл-газ» произвел около 500 стимулирующих скважины операций с привлечением

высокоэффективных технологий (волнового, микробиологического и электровоздействий, упругого возмущения пласта), его долговременной имплозии и закачки волокнисто-дисперсных систем [8]. Поэтому российские компании сектора ННК также выступают технологическими юниорами, опираются на достижения цифровизации, используя современные технологии в своей производственной деятельности.

Вклад сектора в развитие российской нефтяной отрасли может быть гораздо более значительным. По оценкам Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО к 2030 г. компании могли бы дополнительно дать порядка 30 млн т нефти [9]. И это возможно, если принять в расчет экономико-географическую и горно-геологическую специфику условий деятельности ННК, которая определяет особенности результатов ведения их хозяйственной деятельности (Рис. 24.2).



Рисунок 24.2. Особенности экономической деятельности сектора независимых нефтяных компаний РФ

Рассматривая экономическую среду функционирования российских предприятий нефтяного сектора как совокупность финансово-экономических условий, необходимо отметить, что к главным факторам, влияющим на результаты их деятельности, относятся: государственная экономическая политика; налоговая, ценовая, кредитно-денежная политика государства; правовые аспекты их деятельности и ряд других не менее важных элементов, при этом роль налоговой системы следует выделить как один из ключевых.

В условия новой парадигмы государственная поддержка этому сектору крайне необходима, но ННК работают в тех же экономических условиях, что и ВИНК, и те изменения в налоговой системе, которые происходят в настоящее время, более тяжелым образом сказываются на секторе ННК.

Налоговый маневр больше всего ударил по ННК. В конечном итоге, ВИНК за счет перераспределения доходности по своей вертикали имеют запас прочности, позволяющий компенсировать убыточность отдельных направлений, а независимые игроки, работая, как правила, только в одном из сегментов отрасли, такой возможности лишены, что и ведет к дискриминациям различного рода.

Налоговый маневр крайне зажал независимую переработку. Независимая переработка, приобретающая сырье на внутреннем рынке и реализующая произведенный продукт, страдает от маневра больше всего, так как при росте себестоимости сырья одновременно увеличилась налоговая составляющая в экспортной цене на нефтепродукты [10].

Независимый сектор в переработке является важным рынком сбыта нефти, добытой сектором ННК. Поставки на внутренний рынок ННК в первом полугодии 2019 г. (без учета поставок нефти на НПЗ неизвестными производителями) достигла 7337 тыс. т. Этот показатель выше уровня 2018 г., когда он составлял 7162,2 тыс. т, и уровня 2017 г. г. когда ННК поставляли на внутренний рынок 6855,4 тыс. т. [11]. Таким образом, налицо тенденция роста поставок нефти на внутренний рынок на переработку.

Показатель доли внутренних поставок ННК от добычи увеличивается из года в год, например, в первом полугодии 2016 г. он составлял 51,7 %, в 2019 г. он превысил 65 %. Таким образом, специализация ННК, как компаний, преимущественно ориентированных на внутренний рынок РФ, все более усиливается (Рис.24.3).

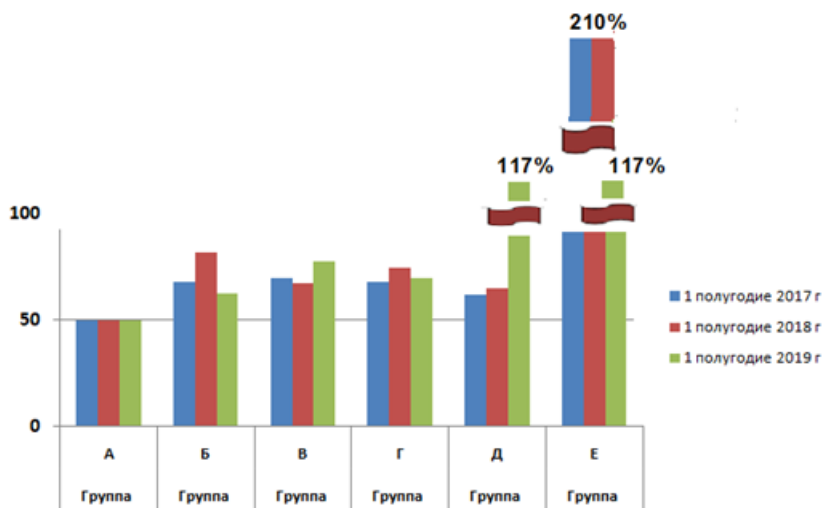


Рисунок 24.3. Доля поставок на внутренний рынок от объемов добываемой нефти по основным группам ННК в 1-полугодии 2017–2019 г. (%)

График подтверждает, что зависимость ННК от сбыта своей продукции на внутренний рынок крайне значительна, по большинству групп компаний намного превышает 60 % и постоянно растет. Изменения на внутреннем рынке нефти, связанные с ухудшением условий хозяйствования сектора независимой переработки, неизбежно приведут к снижению возможности ННК продавать на нем добываемую ими нефть.

Большое негативное влияние на отрасль оказывает дисбаланс между внутренней и внешней фискальной нагрузкой, повлекший за собой в сочетании со свободным курсом рубля выраженную премиальность экспортной альтернативы, что заставляет ВИНК перенаправить поток нефтепродуктов с внутреннего рынка на экспорт.

ННК такой возможности не имеют. Так, поставки нефти на экспорт ННК по итогам 2018 г. составили 7,4 млн т., что на 867,5 тыс. т меньше, чем в 2017 г. Сокращение произошло по большинству направлений. Наиболее существенно сократились поставки в порт Приморск и порт Козьмино. Возрос экспорт только в направлении Германии. В направлении Боснии и Белоруссии, Польши и в порт Усть-Луга поставки нефти в 2017 г. прекращены.

Все это результат негибкой налоговой политики и отсутствия финансовых стимулов у инвесторов вовлекать в разработку небольшие активы с применением новейших технологий, позволяющих выходить на приемлемые уровни окупаемости. В 2019–2024 гг. будет проведено завершение налогового маневра (ЗНМ). Ставка экспортной пошлины будет включена в состав расчетной формулы НДС. В этих условиях возможности недропользователей касательно стимулирования разработки сложных месторождений в новых регионах добычи сужаются.

Дополнительным фактором, создающим еще большую неопределенность в налоговой системе отрасли, является введение режима налогообложения эффективности деятельности. В условиях введения налога на дополнительный доход (НДД) возникает множество рисков, связанных с завуалированным изъятием целевых льгот. Все это усложняет проблемы разработки мелких и мельчайших месторождений. Отмена ряда льгот может негативно сказаться на потенциале роста добычи нефти, что в свою очередь приведет к снижению поступлений в бюджеты всех уровней.

Вывод, таким образом, становится достаточно очевиден: необходимо продолжать работу по совершенствованию налогового регулирования недропользования и создания условий для развития малого нефтяного бизнеса.

Возникает вопрос, возможно ли, не меняя принципиальных подходов в действующей системе налогообложения, создать инвестиционно-привлекательные условия для этих проектов через налоговые инструменты? И ответом на этот вопрос выступают предложения, сделанные АссоНефтью в 2018 г. Тагетированная коррекция отдельных показателей привела бы к существенному улучшению деятельности не только ННК, но и отрасли в целом, например:

- изменение параметров применения льготного коэффициента Кз (льгота по НДС) в сторону увеличения пороговых значений величины начальных извлекаемых запасов до 10 млн т. и степени выработанности до 10 % позволит к 2030 г. увеличить объем вовлеченных в разработку извлекаемых запасов до 600 млн т.; обеспечить рост добычи дополнительной нефти до 140 млн т. и дополнительных поступлений в бюджеты всех уровней до 2 трлн рублей²⁹⁹.
- Утверждение плавающего срока льготы по НДС (Ккан). Для стимулирования разработки лицензионных участков в новых регионах добычи (Восточная Сибирь и ДФО) используется понижающий коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти Ккан (к НДС), действующий 10–15 лет с даты выдачи лицензии. Однако на сегодняшний день экономическая эффективность разработка многих участков недр является крайне низкой. Чтобы стимулировать добычу, расчет срока действия льготы по НДС (Ккан) целесообразно применять с начала фактического освоения участка недр (достижения степени выработанности запасов нефти 1 %). Применение нового порядка расчета Ккан следует использовать для месторождений со степенью выработанности <15 %, если таковое достигнуто к 01.01.2022. При таком подходе не возникает никаких выпадающих доходов бюджета в период 2018–2021 гг., поскольку текущий режим предполагает льготирование добычи на этот период. Однако такое незначительно изменение в коэффициенте обеспечило бы рост темпов добычи нефти в новых регионах добычи до 20,7 млн т годовой добычи к 2035 году и как результат обеспечило бы более 200 млрд руб. дополнительных бюджетных поступлений в 2035 году.
- Рассрочка разового платежа. По действующему законодательству возможность предоставления рассрочки на уплату разового платежа (РП) при получении лицензии предусмотрена только в двух случаях: (1) при установлении факта открытия месторождения по результатам геологического изучения и (2) при содержании в лицензии обязательств по ликвидации горных выработок, в том числе буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами.

В 2018 г. выставлено на аукцион 273 месторождения с общими запасами 118 млн т нефти, средние запасы на участке — 432 тыс. т. Однако следует учесть, что мелкие участки представляют интерес только для малых производителей, которые ведут финансирование разведочных работ и разрабатывают месторождения за счет собственных средств, внесение разового платежа ведет к значительному снижению свободных средств компаний, и в результате бурение

²⁹⁹ Расчеты были сделаны при Курсе доллара — 60 руб./долл; цены URALS — 60 долл./барр., совокупный размер НДС и экспортной пошлины с учётом льготных коэффициентов составил 13 571 руб./т.

скважин переносится на более поздние сроки, или по этой причине компании вообще отказываются от участия в аукционах. Но в результате это означает, что бюджет не получит налоговых поступлений, объем которых гораздо больше, чем размеры разовых платежей.

Включение в список оснований предоставления рассрочки на уплату РП пункта, распространяющего данную возможность на получение лицензий на мелкие участки недр (до 15 млн т извлекаемых запасов), позволит увеличить долю распределенных участков, повысить доходы недропользователя за счет высвобождения средств на бурение и интенсификацию добычи. В среднем, отсрочка РП позволяет выделить средства на бурение 1 скважины на каждый 1 млн т извлекаемых запасов. Доходы государства также увеличатся за счет перераспределения НДС и экспортной пошлины.

Налоговый вычет по затратам на геологоразведочные работы (ГРР). В настоящее время налогообложение нефтегазовой отрасли приносит около 50 % доходов федерального бюджета и большую часть экспортных поступлений. Капиталовложения в поисковые и геологоразведочные работы отличаются высокой степенью риска для инвестора. В настоящее время в РФ отсутствуют механизмы стимулирования наращивания ГРР. Для изменения сложившейся ситуации возможно введение повышающего коэффициента к вычетам затрат на геологоразведку из базы по налогу на прибыль: на уровне 1,5 × на суше и 3,5 × на шельфе.

Введение повышенных коэффициентов к вычету затрат на геологоразведочные работы позволит стимулировать рост инвестиций, что в свою очередь позволит нарастить темп добычи нефти и позволит по оценке Министерства природных ресурсов РФ в 2035 г. получить эффект для бюджета в размере более 600 млрд рублей [12].

Возможность распространения режима ТОСЭР (Территории опережающего социально-экономического развития) в Российской Федерации для развития промышленности на территории Сибирского федерального округа. Так, на дальнем Востоке было создано 18 ТОЭСР. Успешный опыт их функционирования на территории ДФО стал стимулом для развития других территорий Российской Федерации — в настоящее время помимо ТОСЭР на Дальнем Востоке, такой статус присвоен 63 моногородам в различных округах.

Режим ТОЭСР предусматривает хорошие льготы для тех, кто ведет там деятельность, в том числе:

- НДС: 0 % в течение четырёх лет, с постепенным повышением до 100 %.
- Налог на прибыль: не более 5 % в течение первых пяти лет, не менее 10 % в течение следующих 5 лет.
- Налог на имущество, налог на землю: может быть предусмотрено освобождение.
- Социальные взносы: 7,6 % в течение 10 лет.
- Использование режима свободной таможенной территории.

- Льготный режим подключения к различным объектам инфраструктуры.
- Возможность привлечения в льготном и ускоренном порядке иностранного квалифицированного персонала.
- Особый порядок пользования землей.
- Льготные ставки по арендной плате.
- Особый порядок проведения государственного контроля и муниципального надзора.
- Предоставление особых государственных услуг [13].

Опыт ДФО показал, что это действенный механизм. Однако в настоящее время действует ограничение на создание ТОСЭР в тех регионах, где ведется добыча нефти. Отмена данного ограничения позволила бы расширить виды производственной деятельности в Сибири, привлечь инвестиции в развитие сопутствующих отраслей, запустить производства, требующие значительных вливаний инвестиций и внедрения высокотехнологичных разработок, обеспечить развитие инфраструктуры и региона в целом, что, в конечном счете, благоприятно скажется на инвестиционной привлекательности всех отраслей.

Это будет способствовать быстрому созданию промышленного кластера «Усть-Кут», реализацию которого ведет флагман российского сектора ННК — Иркутская нефтяная компания. Масштабный проект компании будет реализован в несколько этапов. В настоящее время реализуется первая стадия — завершено строительство газовых установок, комплекса, предназначенного для хранения и перевалки попутного нефтяного и природного газов, а также продуктопровода, проложенного до Ярактинского месторождения. На следующем этапе планируется наладить выпуск газового конденсата в пределах 1,3 млн тонн в год, пропана и бутана — 555 тыс. и 250 тыс. тонн соответственно. Запуск производственного процесса запланирован на 2020 год. Сумма финансовых вложений в проект оценивается в 170 млрд рублей [14].

Создаваемый на его основе промышленный парк станет катализатором развития ресурсного потенциала Восточной Сибири, социально — экономический эффект которого находит выражение в следующих цифрах: 456 млрд руб. вложенных инвестиций по проекту, 327 млрд руб. потенциальный объем платежей до 2047 г. в бюджеты все уровней (с учетом режима ТОЭСР), 141 млрд руб. налоговых платежей в Федеральный Бюджет и внебюджетные фонды, 1,3 млрд долл. США несырьевого экспорта в год и др.

— Принятие и распространение в отрасли операторского договора с риском. В настоящее время независимые, в т. ч. малые предприятия, обладающие лицензиями на геологическое изучение недр, разведку и добычу углеводородного сырья, сталкиваются с необходимостью привлечения крупных нефтегазовых компаний, обладающих всеми необходимыми ресурсами, технологическими возможностями и опытом работы для изучения и разработки данных участков недр.

Крупные нефтегазовые компании также проявляют интерес к сотрудничеству в качестве операторов, но не на основе договоров подряда и/или оказания услуг с возмещением их затрат и фиксированным вознаграждением, а на условиях операторских соглашений с риском (аналогично инвестиционным проектам), попадающим под регулирование норм части I Гражданского кодекса РФ (общие положения об обязательствах), которые не конкретизированы. По сравнению с текущей ситуацией, реализация взаимодействия по операторскому договору с риском позволит максимизировать налоговые поступления в бюджет от извлечения дополнительной добычи полезных ископаемых, повысить эффективность инвестиций и выбрать оптимальную модель разработки месторождения.

Какие положительные моменты имеются при таком подходе?

А) Недропользователь (акционер):

- сохраняет долю участия в уставном капитале недропользователя.
- Остается владельцем лицензии.
- Разделяет риски разведки и разработки в согласованной пропорции с оператором.
- Имеет возможность выделения объектов разработки для привлеченных контрагентов, с сохранением всех обязательств по лицензионному соглашению (например, разделение разработки нефтяных и газовых залежей между различными операторами).
- Достигает максимизации экономической эффективности освоения месторождения.
- Имеет возможность привлекать к сотрудничеству крупных нефтегазовых компаний (операторов) с обширным опытом реализации аналогичных проектов.

Б) Крупная нефтегазовая компания, которая выступает в роли оператора по нефти и газу:

- Разделяет риски разведки и разработки в согласованной пропорции с недропользователем.
- Может получить повышенную доходность на вложенный капитал в случае успешной реализации проекта.
- Может участвовать в случае заинтересованности в реализации средних и малых нефтегазовых проектов с низким уровнем риска их разработки.
- Получать дополнительную добычу нефти и /или газа без истощения собственных запасов.
- Повысить эффективность капиталовложений за счет мобилизации инвестиционного ресурса только на выбранном объекте разработки (нефть или газ).

Таким образом, российские ННК являются активными участниками развития нефтяной отрасли страны, они:

- активно занимаются геологоразведкой, осуществляют деятельность в поисково-разведочном бурении, способствуя расширению ВМСБ

в России. На их долю в 2012 г. приходилось 17 % всего объема поисково-разведочного бурения. Например, в Саратовской области весь объем (практически 100 %) поисково-разведочных работ выполняют ННК. В Татарии и в Иркутской области силами ННК осуществляется половина всего объема этих работ.

- Для ННК характерна высокая инновационная составляющая деятельности, широкое применение научно обоснованных методов увеличения нефтеотдачи пластов, индивидуальная работа с эксплуатационным фондом скважин.
- Важным новым направлением деятельности ННК стала реализация с 2015 года экологических программ, в рамках которой ННК стремятся довести утилизацию накопленных и образующихся загрязненных грунтов и отходов бурения, ТКРС и нефтяных шламов до 100 % как собственными силами, так и на основе заключения договоров с лицензируемыми организациями.
- ННК, имея значительно более низкие доходы от своей деятельности в сравнении с теми же ВИНК, не имеют широких возможностей применять импортные дорогостоящие виды оборудования, технологии; пользоваться услугами зарубежных инжиниринговых компаний, поэтому в своей деятельности практически на все 100 % опираются на отечественные разработки.
- ННК — социально-ориентированные компании, способствующие:
 - обеспечению занятости в своих регионах (на объектах даже небольших ННК численный состав превышает 500 чел.);
 - поддержанию достойного зарплатного уровня, обеспечивая более высокий заработок в сравнении со средними показателями в районе;
 - повышению квалификационного уровня своих кадров. В компаниях, оплачиваются образовательные программы и курсы повышения квалификации персонала. В районе ведения деятельности эти компании широко участвуют в спонсорских и благотворительных мероприятиях;
 - региональному бюджетообразованию. Например, небольшая ННК в своем довольно развитом в промышленном плане регионе, где работают крупные ВИНК как, например в Саратовской и Самарских областях, формирует 6,5 % регионального бюджета.
 - развитию конкуренции в отрасли, повышению экономической активности и самостоятельности, обеспечению прозрачности экономики и инновационного развития нефтяной отрасли России.

Таким образом, проводить параллели и сравнивать деятельность российских ННК с их американскими коллегами не имеет особого смысла, поскольку место, роль и значение данных секторов определяется потребностями и уровнем развития нефтяной отрасли в каждой стране, а также общим достигнутым уровнем экономического и социального прогресса.

Часть VII. Четвертая промышленная революция

Глава 25. Сланцевая революция и цифровизация нефтегазовой отрасли

А.В. Козловский

ЦИФРОВИЗАЦИЯ КАК ЕСТЕСТВЕННАЯ ЭВОЛЮЦИЯ

Большинство нефтегазовых компаний в сегменте разведки и добычи уже столкнулись с технологическими и операционными вызовами, преодоление которых во многом определит их эффективность на горизонте ближайших 10 и более лет. Рыночная конъюнктура предполагает необходимость не просто поддержания текущего уровня добычи, но его планомерного роста, параллельно с восполнением ресурсной базы и повышением коэффициента извлечения нефти (КИН). Эти задачи затруднены факторами снижения добычи на зрелых месторождениях и увеличения в портфеле активов ВИНК доли новых, более сложных типов активов, представленных помимо «сланцев» карбонатными и трещиноватыми коллекторами, подгазовыми залежами, арктическим шельфом, а также другими видами ТРИЗ. Например, в 2010 году доля сланцевого газа в общем объеме мирового производства энергии уже составила 20 % и к 2035 году может достигнуть 50 %³⁰⁰.

Относительно жидких УВ, доля трудноизвлекаемых запасов нефти неуклонно растет и в 2018 году составила 65 % от общего объема запасов.

Ниже приведен перечень ключевых вызовов³⁰¹, стоящих сегодня перед нефтегазовыми компаниями:

- **Удаленность объектов.** Новые месторождения становятся все более удаленными и расположены в сложных или экстремальных климатических условиях, без доступа к инфраструктуре.
- **Высокая технологичность проектов.** Многие новые проекты требуют прорывных инноваций «здесь и сейчас». Без новых технологий, в т.ч. по закачиванию скважин, работам на больших глубинах, которые не всегда есть в распоряжении операторов месторождений и их российских подрядчиков, реализовывать новые проекты с приемлемой рентабельностью становится невозможно. В итоге каждый проект разработки становится по-настоящему уникальным. При этом, некоторых систем для геологоразведки, например, в сложных климатических условиях,

³⁰⁰ Источник: Исследование EY «IoT for Oil & Gas», 2017

³⁰¹ Источник: Исследование EY «Upstream sector trends», 2019

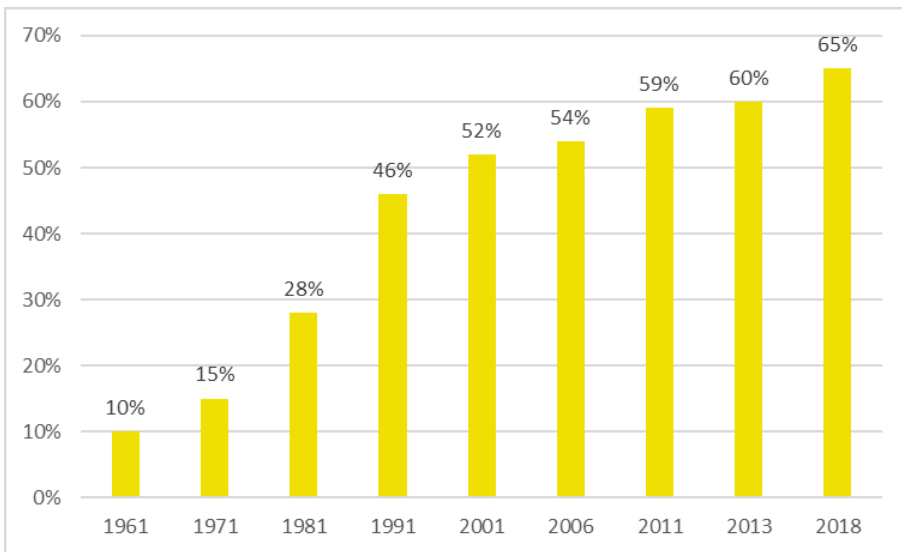


Рисунок 25.1 Динамика изменения доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России от общего объема запасов

Источник: ТРИЗ и налоги, Нефтегазовая Вертикаль, ОАО «ВНИИнефть», 2019

для целей доразведки выработанных и довырабатываемых месторождений, не существует нигде в мире.

- **Капиталоемкость.** Затраты растут по всей цепочке создания стоимости, особенно для наиболее удаленных и сложных активов. При этом эффективность большинства совместных предприятий в разведке и добыче, в рамках которых операторы и их партнеры комбинируют свои финансовые, организационные и технологические возможности для реализации крупных проектов, обычно ниже самостоятельных проектов, для которых, как ни странно, характерны меньшие средние отставания от графиков и параметры превышения бюджетов³⁰².
- **Снижение цен на нефть.** Вследствие снижения цен на нефть компании вынуждены адаптироваться, становиться более гибкими и эффективными, чтобы оставаться рентабельными в изменяющихся рыночных условиях и балансировать между своими краткосрочными и долгосрочными целями. У некоторых компаний существует значительный запас прочности по себестоимости добычи и долгосрочная ресурсная база, но в случае реализации сценария «30 долл. за баррель» — оперативно пересматривать портфель проектов и сокращать затраты придется большинству нефтегазовых ВИНК.

³⁰² Источник: Исследование ЕУ «Создание совместных предприятий в нефтегазовой отрасли», 2017

- **Дефицит кадров.** Конкуренция за квалифицированные ресурсы растет: молодых специалистов не всегда хватает на смену ветеранам отрасли с десятками лет практического опыта. Требуются новые подходы к обучению, обмену знаниями, привлечению «лучших из лучших». Сегодня в нефтегазовых компаниях одновременно работает четыре поколения специалистов, и компании не всегда понимают, как одновременно транслировать свою стратегию на личные цели и мотивацию как специалистов с многолетним опытом в отрасли, так и «миллениалов».
- **Ограничения подрядного рынка.** В текущих рыночных российских реалиях независимые поставщики нефтесервисных услуг имеют возможность выбирать, на каких проектах работать, и зачастую в краткосрочной перспективе основным критерием выбора проектов является высокая маржинальность и гарантированные объемы. Очевидно, что в среднесрочной перспективе для обеспечения инвестиций в новые технологии и месторождения, расширения производственных мощностей и объемов разработки — необходимо переходить к долгосрочным партнерским отношениям, с разделением проектных рисков и выгод между заказчиками и подрядчиками.
- **Потребность в качественных данных.** Повышение эффективности использования оборудования, технологий и ресурсов требует высокого качества производственных и финансовых данных. В настоящий момент для отдельных скважин и месторождений данные по-прежнему могут существовать на бумажных носителях в разных форматах, с разным уровнем гранулярности, в разных единицах учета и с разной степенью достоверности, при чем в распоряжении разных подразделений и подрядчиков. Нередки случаи, когда данные существуют, собираются и хранятся, но зачем это осуществляется — не понятно; по крайней мере для принятия управленческих и производственных решений многие данные не используются.
- **Фокус на безопасность.** Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды (HSE) — традиционно приоритетная область для ВИНК. При этом среди новых трендов наблюдается стремление к снижению числа сотрудников компаний и их подрядчиков на физических активах, чтобы уменьшить количество несчастных случаев и прочих неблагоприятных событий, что также влияет на потребность в «цифре».

Несмотря на эти вызовы, в первую очередь обусловленные значительным ухудшением ресурсной базы, переходом к добыче «трудной», нетрадиционной нефти и газа, акционеры и руководство нефтегазовых мейджоров по-прежнему ежегодно ожидают возврата на вложенный капитал (ROACE) на уровне 10–15 %.

Очевидно, что какие-то из этих задач возможно частично решить за счет традиционной операционной эффективности или технологий, которые либо

уже существуют в отрасли, либо их можно адаптировать из других индустрий. Однако, по целому ряду направлений такой резерв повышения эффективности уже практически исчерпан, а текущий уровень развития «цифры» позволяет подойти к их решению с гораздо большей эффективностью и меньшими затратами.

Каким образом в настоящий момент используются цифровые технологии для улучшения компаниями финансового результата? Большинство нефтегазовых и нефтесервисных компаний видят основной потенциал для «цифры» в области сокращения доли непроизводительного времени, простоев и вытекающих из них операционных затрат. Часто фокус смещается на повышение эффективности, например, ускорение выхода на промышленные объемы добычи или увеличение объемов при том же уровне затрат. Прирост запасов, увеличение КИН, управление рисками промышленной безопасности также часто решаются путем цифровизации. Многие узкие производственные задачи, ранее довольно успешно решавшиеся за счет «традиционных» нецифровых технологий, сейчас решаются с использованием «цифры»: повышение нефтеотдачи, интенсификация притока, повышение эффективности ГРП.

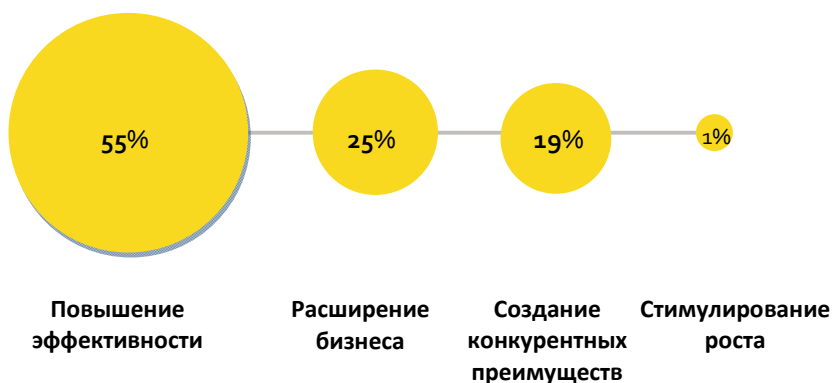


Рисунок 25.2. Основные причины инвестирования в цифровые технологии

Источник: Опрос EY среди 100 руководителей нефтегазовых компаний, 2018

Исследования ключевых направлений цифровизации в нефтегазовой отрасли показывают, что более 80 % всех инвестиций в «цифру» в отрасли приходится на сегмент разведки и добычи; при этом бэк-офисные процессы «оцифровываются» почти в два раза медленнее, чем производственные. Этот тренд является вполне закономерным, т.к. отражает системное приращение ограниченных ресурсов в точке с максимальной отдачей, т.е. в направлении основных производственных процессов добычи углеводородов.

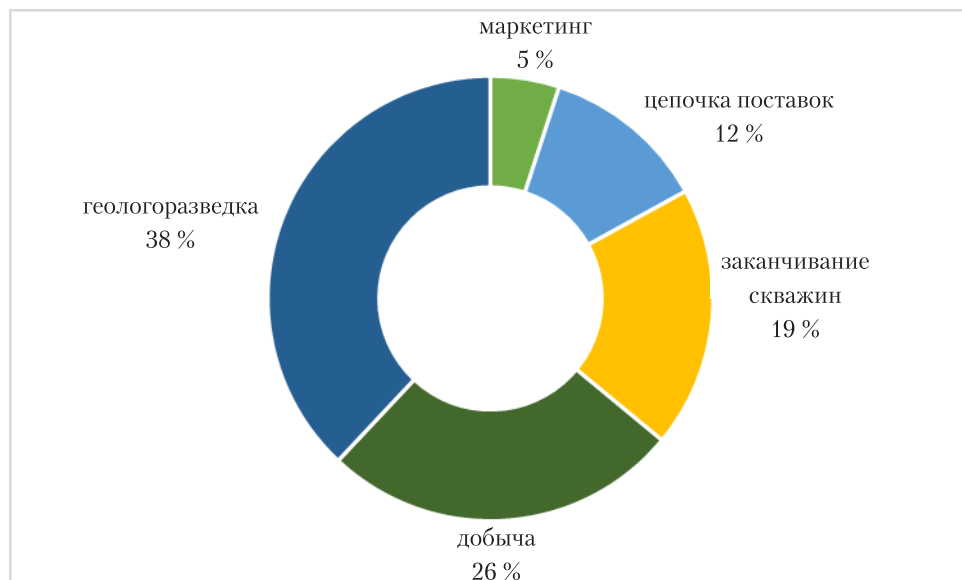


Рисунок 25.3. Распределение внедрения цифровых технологий по направлениям сектора Разведка и добыча

Источник: Исследование EY Обзор технологических трендов и инновационных разработок ведущих международных ВИНК, 2019

Какие производственные процессы в разведке и добыче чаще всего становятся первыми «кандидатами» на «цифру»?³⁰³

- Интерпретация геологической информации;
- Сквозные процессы моделирования скважин;
- Оптимизация траекторий и режимов бурения;
- Оптимизация режимов работы УЭЦН;
- Подбор ГТМ;
- Обучение технологическим процессам и промышленной безопасности;
- Удаленное сопровождение операций;
- Управление процессами разработки и добычи.

Очевидно, что этот перечень далеко не исчерпывающий, и в ответ на растущие вызовы к бизнес-моделям нефтегазовых компаний он постоянно расширяется, приводя к естественной эволюции отрасли.

Приведенные здесь и далее «оцифрованные» процессы относятся не только к зарубежным ВИНК. Почти все эти технологии уже успешно тестируются и в российских нефтегазовых компаниях. Однако, не всегда речь идет об уже готовых решениях, внедренных, интегрированных и тиражированных по всему периметру компании: уровень готовности технологий в рамках дан-

³⁰³ Источник: EY «Companies overview and digital scan», 2018

ных процессов по международной классификации TRL³⁰⁴ существенно различается — от TRL 2 до TRL 9.

Многие цифровые технологии разрабатываются нефтегазовыми компаниями параллельно, с минимальной взаимной интеграцией, в условиях ограниченных кадровых и технологических ресурсов, что зачастую приводит к медленному масштабированию решений. При этом руководство около 40 % опрошенных нефтяных компаний беспокоит возможное отставание от конкурентов, в случае отказа ими от инвестиций в цифровые технологии. Таким образом, в дополнение к задачам по повышению эффективности, одним из ключевых стимулов цифровизации ВИНК является риск оказаться неконкурентоспособными на фоне «коллег по цеху», упустить возможности и «оказаться за бортом».

Еще один повод для беспокойства руководства нефтегазовой отрасли — необходимость развития цифровых инноваций для привлечения новых талантливых кадров. Исследования³⁰⁵ показывают, что 43 % руководителей отрасли считают, что технологии важны для молодого поколения при выборе места работы. При этом только 10 % опрошенных представителей этого поколения с ними согласны. Это означает, что инновации в целом и «цифра» в частности — это уже не стимул, а минимальные базовые ожидания новых поколений от места работы, как Wi-Fi и электричество.

Учитывая масштабные производственные, коммерческие и технологические задачи, стоящие перед отраслью в связи с освоением нетрадиционных запасов, **цифровизация все меньше воспринимается профессиональными участниками рынка как «хайп», и все больше — как объективная реальия естественной эволюции производственной деятельности.** Насколько быстро отрасль будет брать эти технологии на реальное вооружение, будет зависеть от серьезности внешних вызовов. При этом, как показывает накопленный в отрасли опыт, как минимум один «черный лебедь» прилетает в отрасль каждые пять лет. И ближайшие пять лет вряд ли станут исключением.

ИНДУСТРИЯ 4.0 В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: САМОИДЕНТИФИКАЦИЯ

В настоящее время мировая экономика стоит на пороге четвертой промышленной революции (Индустрия 4.0), целью которой является объединение всех элементов производства и окружающей среды в единую глобальную сеть Интернета вещей (IoT) и включение в процесс управления производством искусственного интеллекта (AI) и машинного обучения. Во многих странах мира планируется реализация Программы «Индустрия 4.0» в период до 2025 г.

³⁰⁴ Technology Readiness Level

³⁰⁵ Источник: Исследование EY «How do we regenerate this generation's view of oil and gas?», 2019

Лидерами разработки и внедрения «Индустрии 4.0» являются Германия, США, Нидерланды, Великобритания, Южная Корея, Швеция³⁰⁶.

Устойчивый мировой тренд в сторону цифровизации основан на весьма амбициозных прогнозах. Так, согласно оценке Всемирного экономического форума, цифровизация только нефтегазовой промышленности может принести компаниям дополнительный доход в \$ 1,6 трлн к 2026 г.³⁰⁷ По оценкам CERA, применение передовых цифровых технологий позволит нефтяным компаниям повысить эффективность освоения месторождений на 2–7 %, сократить затраты на извлечение нефти на 25 % и повысить темпы роста производства на 2–4 %.³⁰⁸ Digital Transformation Initiative прогнозирует, что по результатам дополнительной автоматизации процессов, мировая нефтяная отрасль сэкономит более 200 млрд долл. и более 400 млрд долл. — за счет применения новых технологий работы с данными. По оценке IDC, к 2020 году более 80 % нефтяных компаний будут активно использовать современные цифровые технологии, что приведет к росту их эффективности до 50 %.

Нефтегазовая индустрия исторически формировалась под влиянием новых технологических решений, и с развитием компьютерных технологий, автоматизация производственных нефтегазовых процессов стала неотъемлемой частью постоянных отраслевых инноваций, с целью увеличения объемов запасов и рентабельности добычи. Так инструменты 3D-моделирования позволили еще в 70-х годах значительно повысить эффективность ГРП, сократить затраты на прирост запасов и увеличить объемы добычи ЖУВ. Последующее постепенное проникновение цифровых технологий в прочие процессы поиска, разработки и добычи углеводородов в 90-х и 2000-х произошло благодаря появлению возможностей по оснащению производства более дешевыми датчиками, генерирующими огромный поток информации, «большие данные».

Новые технологии Индустрии 4.0, такие как «Интернет вещей», «цифровые двойники», «искусственный интеллект» позволяют более эффективно обрабатывать эти данные, строить предиктивные модели и принимать более оперативные и точные управленческие решения.

При этом многие отраслевые эксперты считают, что, например, работающее математическое моделирование в нашей стране уже существовало десятки лет назад, просто новые вычислительные возможности и алгоритмы Индустрии 4.0 позволили на порядок повысить качество и точность этих вычислений. Если раньше это были отдельные точечные решения, то уже сейчас наблюдается тренд на глубокую взаимную интеграцию технологий, когда одна производственная задача решается путем конвергенции автоматизации, цифровизации, роботизации и т. д. Аналогично современным мобильным телефонам, собира-

³⁰⁶ Источник: Садовский Г.Л. Анализ современных тенденций цифровой трансформации промышленности // Молодой ученый. 2017

³⁰⁷ Цифровая революция: как будет меняться нефтегазовая промышленность? // Нефть капитал

³⁰⁸ CERA Global Association

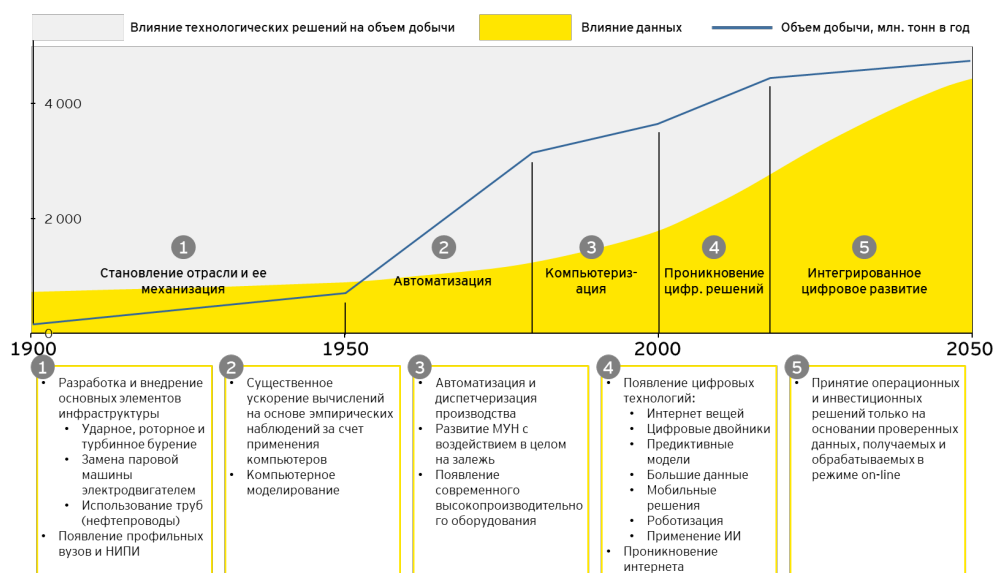


Рисунок 25.4. Технологические тренды и их влияние на процесс разработки и добычи углеводородов

Источник: Исследование ЕУ «Upstream sector trends», 2019

емым из готовых цифровых «полупродуктов» — иногда практически невозможно сказать, сколько технологий реализовано в одном устройстве. **Переход от лоскутной автоматизации к глобальной цифровой системе управления производственными процессами в режиме реального времени, собственно, и является преломлением Индустрии 4.0 в нефтегазовой отрасли.** Уже сейчас во многих компаниях в продуктивном режиме работают цифровые двойники, предиктивные модели, мобильные решения, нейронные сети. Постепенно работа с большими данными, роботизация и «Интернет вещей» станут ежедневными реалиями не только в корпоративных штаб-квартирах, но и в активах, на реальных промыслах.

Существует несколько подходов к классификации цифровых технологий в нефтегазовой отрасли. «Нефтегазовую компания будущего», с точки зрения Индустрии 4.0, можно упрощенно разделить на три блока³⁰⁹: (1) на активах в режиме реального времени генерируются данные, (2) затем они интегрируются в едином информационном пространстве, потенциальном «озере данных»; (3) после этого вычищенные и сопоставленные данные используются для анализа, обработки и принятия конкретных управленческих решений, по возможности в автоматическом или полуавтоматическом режиме.

³⁰⁹ Источник: ЕУ «Digital oil & gas company», 2017, <https://www.ey.com/gl/en/industries/oil--gas/ey-digital-oil-dev-digital-labor>



За счет интеграции в облаке можно обеспечить скоординированную работу всех этих предприятий в рамках одного бизнес-процесса, что позволит оптимизировать все звенья цепи создания стоимости и добиться целевого финансового результата.

Рисунок 25.5. Нефтегазовая компания будущего с точки зрения Индустрии 4.0

Источник: EY «Digital oil & gas company», 2017, <https://www.ey.com/gl/en/industries/oil—gas/ey-digital-oil-dev-digital-labor>

Реализация такого сквозного цифрового процесса зачастую осуществляется на единой цифровой платформе, «интеграционной шине», на которой затем возможно разрабатывать любое количество приложений, и оптимизировать любые производственные процессы: проектирование скважин, добычу и техническое обслуживание, управление цепочками поставок, финансовое моделирование. Такие цифровые платформы доступны на рынке, но многие нефтегазовые компании стараются создавать или дорабатывать их «под себя». Существует выражение «data is the new oil»³¹⁰, и нефтяники стремятся иметь возможность не только использовать свои данные для повышения своей производительности, но и зарабатывать на них.

Интеграция алгоритмов, программных и аппаратных решений, объединяющие разрозненные ИТ-системы, позволяет взаимоувязать и проанализировать данные, чтобы выявить **новые источники создания добавленной стоимости**. Такими рычагами создания стоимости могут быть: оптимизация загрузки и режимов работы оборудования, повышение безопасности и качества продукции, снижение сроков ее вывода на рынок, и так далее.

По аналогии с традиционными R&D проектами, текущие проекты по цифровизации в нефтегазовой отрасли можно отследить по регистрируемым патентам технологий, поддерживаемых Индустрией 4.0. Согласно исследованию³¹¹, наиболее патентоемкие группы цифровых технологий, включают в себя методы обработки и управления данными (в т. ч. методы компьютер-

³¹⁰ Перевод: «Данные — это новая нефть»

³¹¹ Источник: Исследование EY «Обзор технологических трендов и инновационных разработок ведущих международных ВИНК», 2019

ного контроля промышленного оборудования, рабочих процессов и качества продукции; методы получения и сбора данных).

Активно развиваются группы цифровых технологий, направленные на **сбор и анализ информации из множества источников**, для поддержки бизнес-решений и безопасности:

- Передача данных (методы передачи видео и документации, в т. ч. с удаленных источников, мониторинг работоспособности систем);
- Защита информации и безопасность (алгоритмы шифрования и дешифровки);
- Робототехника при выполнении ТОиР и диагностики (беспилотники, роботы и сенсоры для диагностики трубопроводов, технологических площадок, кустов скважин, беспилотники при проведении аэрогеофизических исследований и т. п.).

При этом технологические группы с единичными уникальными изобретениями также могут представлять особый интерес в перспективе, в связи с отсутствием аналогов. Например, методы получения квантовых структур и их использование для маркерной диагностики, как альтернатива внутри-скважинным каротажным операциям. Или фотонные технологии, для применения в составе высокоточных датчиков на всех этапах производственного процесса.

Наиболее «патентоемкие» направления одновременно являются и наиболее распространенными: от 87 % до 98 % нефтегазовых компаний уже внедряют технологии интеллектуальной аналитики («большие данные») и облачные технологии³¹². Практически все остальные нефтегазовые и нефтесервисные компании заявляют о своих планах по их внедрению в течение ближайших двух лет, особенно в части задач по интерпретации геологических данных, с целью снижения геологических рисков и неопределённости: в некоторых компаниях на это направление приходится до 38 % всех цифровых проектов по большим данным в разведке и добыче³¹³.

Распространенная классификация цифровых проектов в разведке и добыче — по производственной цепочке создания стоимости, в соответствии с организационной структурой нефтегазовой компании, например: геология и проектирование, строительство объектов и управление жизненным циклом актива, производство, промышленная безопасность.

Также часто встречается классификация цифровых решений с учетом направления применяемых технологий. Однако данная классификация имеет ряд объективных ограничений. Индустрия 4.0 — это конвергенция «всего со всем» как обязательное условие выживания для цифровых проектов — некоторые технологии уже не принадлежат какому-то одному направлению. Например:

³¹² Источник: Исследование EY «Oil and Gas Digital Survey», 2018, <https://go.ey.com/2C50yO5>

³¹³ Источник: Опрос EY среди 100 руководителей нефтегазовых компаний, 2018

- беспилотники и роботы: система развертывания сейсмодатчиков с помощью БПЛА, подводные глайдеры для поиска запасов углеводородов на шельфе, транспортные средства для диагностики трубопроводов;
- интернет вещей, большие данные и машинное обучение: создание моделей цифрового месторождения и виртуальных моделей производственных процессов нефтедобычи — цифровых двойников;
- 3D/4D моделирование, дополненная и виртуальная реальность: сейсмическое моделирование, применение технологий лазерного сканирования и 3D-печати.

Цифровые технологии в нефтегазовой отрасли

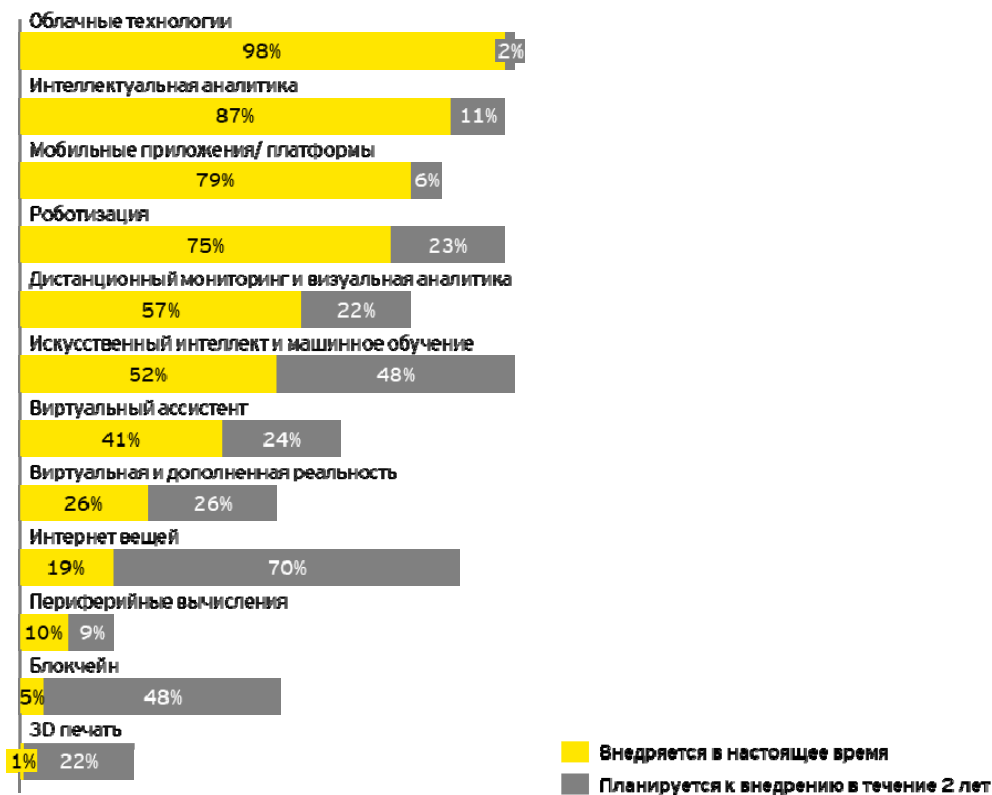


Рисунок 25.6. Текущее состояние внедрения в отрасли цифровых решений по технологическим направлениям

Источник: Исследование ЕУ «Обзор технологических трендов и инновационных разработок ведущих международных ВИНК», 2019

Индустрия 4.0 для нефтегазовой отрасли — это возможность выйти на абсолютно новый уровень развития R&D технологий, автоматизации процессов, систем управления данными и принятия решений. В перспективе все типовые, алгоритмизируемые процессы будут доверены системе в режиме реального времени, так как линейное мышление по определению менее эффективно, чем самообучающаяся нейронная сеть. Классификации технологий и направлений цифровизации, существующие на сегодняшний день, являются далеко не конечными, поскольку, скорее всего, мы еще «не знаем многого о том, чего мы не знаем»: где «закопаны» основные будущие эффекты от «цифры» в нефтегазовой отрасли. Поэтому давайте далее посмотрим на конкретные «цифровые» проекты, которые уже реализуются в нефтегазовом секторе, и каких эффектов они позволяют достигать нефтегазовым компаниям уже сегодня.

ЦИФРА К НАМ ПРИХОДИТ

Рассмотрим некоторые «цифровые» решения³¹⁴, которые уже нашли эффективное применение в различных секторах нефтегазовой индустрии. Данный анализ по очевидным причинам не является всеобъемлющим обзором или попыткой приоритезировать какие-то решения. Также данное исследование «цифры» в разведке и добыче не ограничивается темой «сланца»: многие из описанных решений изначально действительно применялись на месторождениях, которые принято называть «сланцевыми», ввиду реальной производственной необходимости и экономической целесообразности, но на сегодняшний день они получили широкое применение и на многих прочих видах ТРИЗ и даже «традиционных» активах.

Начнем с области поиска, оценки и геологического изучения залежей углеводородов. Здесь можно выделить, например, **решение по сбору геологических данных с распределенных точек контроля в режиме реального времени**³¹⁵. Единая система сейсмодатчиков (приемников), развернутая с помощью дронов, передает данные через высокоскоростную систему радиотелеметрии в реальном времени. Получаемые данные позволяют максимизировать эффективность анализа геологической информации и поддерживать геологическую модель в актуальном состоянии. Безопасность персонала и минимальное воздействие на окружающую среду также являются безусловными преимуществами применения технологии.

Эффективным решением в области обработки геологической информации является **восстановление данных ГИС**. Используя данные машинного обучения, возможно провести реконструкцию данных ГИС и спрогнозировать

³¹⁴ Примеры цифровых решений подготовлены с использованием открытых источников информации, мнения экспертов Сколтех, отраслевых экспертов в ЕУ и нефтегазовых компаниях

³¹⁵ Источник: Исследование ЕУ «Обзор технологических трендов и инновационных разработок ведущих международных ВИНК», 2019

данные для однородных участков пласта, не проводя в них дополнительные каротажные измерения. А для ускорения проведения экспериментов на образцах горных пород, разработана технология создания микроструктурных 3D-изображений керна — **цифровые двойники керна** из фотографий шлифов с помощью генеративных нейронных сетей. Это позволяет создавать цифровое кернохранилище, с образцом которого возможно выполнение любых цифровых измерений и неограниченное число экспериментов.

Решения, связанные с процессом строительства скважин, в основном направлены на оптимизацию скорости бурения и снижения риска аварий и осложнений за счет автоматизации. Примером может служить **автоматизированная система управления бурением**, состоящая из датчиков, размещенных на буровом оборудовании, ЭВМ и специализированного ПО. Компьютеры, принимающие и обрабатывающие информацию с датчиков, монтируются в пульт управления бурением. Система позволяет выполнять рутинные операции во время бурения — наращивать подачу насосов, нагрузку на долото, оптимизировать другие параметры бурения.

Другой интересной разработкой является **роботизированная система бурения**³¹⁶ — система, основанная на полной автоматизации процесса бурения. Она выполняет необходимые манипуляции с бурильными трубами и инструментом, может быть интегрирована в существующие установки. Основным преимуществом системы является безусловное снижение рисков, связанных с ПБОТОС, а также снижение трудозатрат, т.к. данная система практически полностью исключает присутствие человека на буровой площадке.

Применение технологий больших данных и машинного обучения воплотились в таких системах как (1) **прогноз аварийности при бурении** и (2) **прогноз свойств разбуриваемой породы**³¹⁷. В первом случае система выявляет ранние признаки осложнений во время бурения, сравнивающие текущие параметры бурения с имеющимся опытом на основе «деревьев решений», нейронных сетей и гибридного моделирования. Технология позволяет сократить количество аварий и сократить срок строительства скважин. Прогнозирование свойств породы и последующая своевременная корректировка траектории бурения обеспечивается за счет прогнозирования изменения прочностных свойств породы по данным измерений на поверхности с помощью методов машинного обучения. Применение системы позволяет значительно снизить затраты на приобретение оборудования для геонавигации.

Следующая группа решений относится к сфере добычи углеводородов, а именно к возможности увеличения точности прогнозов добычи. Это возможно за счет применения таких технологий как **обслуживание добычного оборудования на основе актуальных данных о его состоянии (condition based maintenance)**, **контроль качества нефти в режиме реального времени**.

³¹⁶ Источник: Официальный сайт NABORS

³¹⁷ Источник: Опрос экспертов Сколтех

В отношении оценки применения различных ГТМ активно используется «Data Lake» («озеро данных»). На базе этого хранилища данных можно оперативно определить требуемый уровень инвестиций и оценить эффект планируемого мероприятия. Источниками данных здесь являются данные по скважинам (обводненность, накопленная добыча, максимальный дебет и др.), геологические данные (проницаемость, пористость, пластовое давление и др.), технико-экономические показатели (бюджет, стоимость работ, материалов, плановый прирост дебета), история ГТМ.

В области транспортировки УВ, существуют цифровые решения, направленные на **предотвращение разливов, анализ опасностей и угроз работы систем с информированием в режиме реального времени, оптимизация процессов транспортировки.**

Большой шаг в повышении уровня безопасности работы на любых производственных объектах может быть обеспечен за счет широкого применения системы **компьютерного распознавания.** Система идентифицирует, обрабатывает и передает необходимую информацию с камер видеофиксации, установленных на объекте. Автоматизированный сбор данных и адаптация встроенных алгоритмов происходят с использованием искусственного интеллекта. Снижение аварийности, контроль за соблюдением требований ПБОТОС и фактов выполнения технических операций являются не исчерпывающим списком преимуществ от внедрения системы.

Наиболее распространённым направлением на пути цифровизации процессов в разработке и добыче становятся **модели цифровых месторождений (ЦМ) УВ**, от пласта до системы транспорта. Под разными наименованиями, большинство нефтегазовых компаний имеют в своем арсенале технологии, использующие информационные системы для создания ЦМ: Актив будущего, Smart Field, i-Field; Field of Future, Smart Operations, Integrated Operations, DOFF, INFORM, IAOM, DEEP. Внедрение цифровых месторождений позволяет увеличить КИН на 6–10 %, добычу — до 20 %, снизить простои на 10 %, операционные затраты на 20–25 %, капитальные затраты на 30–50 %. Чаще всего внедрение ЦМ осуществляется на новых сложных месторождениях, и требует самостоятельного расчета бизнес-кейса.

Цифровое месторождение, с незначительными вариациями, представляет собой объединение технологий нефтегазовых операций геологоразведки, бурения, добычи и цифрового управления на базе коммуникационных технологий. Эта концепция предполагает широкие возможности от построения 3-мерных сейсмических изображений до преобразования данных в программный продукт, позволяющий предоставлять информацию операторам, а также сервисным и иным компаниям. Система ЦМ обслуживает следующие уровни сбора, обработки и анализа информации: уровень месторождения (управление производством и промысловыми операциями), аппаратный (АСУТП, инфраструктура), административный уровень (административно-финансовые

процессы, ERP), корпоративный (общие задачи менеджмента). Каждому уровню иерархии соответствует определенный перечень решаемых ключевых задач. В совокупности они формируют информационную базу для поддержки и сопровождения управленческих решений оперативного, тактического и стратегического характера.

В дополнение к решениям, перечисленным выше в сегменте upstream существует еще целый **ряд других решений**, многие из которых уже дают многим компаниям значительные финансово-экономические эффекты, например³¹⁸: объектная модель процесса добычи, система автоматизированного подбора ГТМ, автоматизированные системы обслуживания скважин (КРС, ПРС), оптимизация режимов работы скважины, моделирование и расчет трубопроводов, прогнозирование отказов (трубопроводов, УЭЦН, ШГН), виртуальные анализаторы достоверности датчиков, системы уточнения коэффициентов взаимовлияния скважин, система дозирования ингибиторов и деэмульгаторов, система уточнения плановой обводненности по скважинам, умный энергетический баланс, моделирование и оптимизация первичной подготовки нефти.

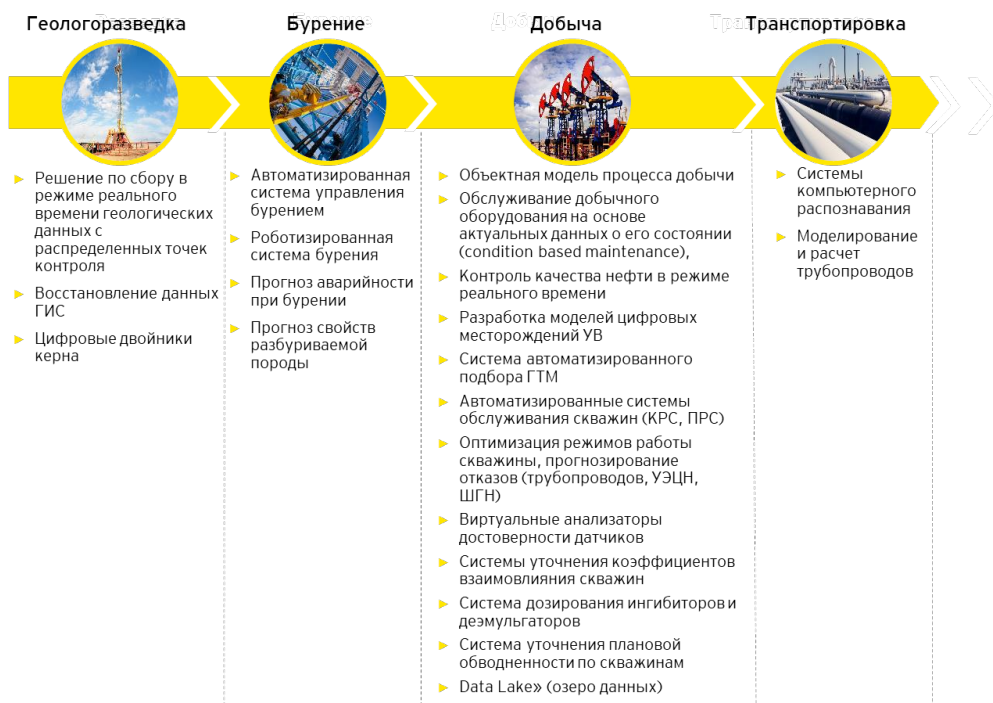


Рисунок 25.7. Примеры цифровых технологий на разных этапах цепочки создания стоимости

Источник: Пример решений компании ЦИФРА и партнеров

³¹⁸ Источник: Пример решений компании ЦИФРА и партнеров

Некоторые из решений, описанных и представленных на схеме, применяются уже довольно давно, и приносят ощутимую пользу компаниям, другие находятся на стадии прототипирования и ОПЭ. Но, очевидно, что перечень этих решений не является исчерпывающим, и нам еще предстоит увидеть значительную долю реальных эффектов от цифровизации в нефтегазовой отрасли, причем уже в ближайшие несколько лет.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ: «ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОД»

Цифровизация в компаниях имеет три принципиальных уровня: от (1) реализации отдельных цифровых проектов до (2) объединения цифровых проектов в единую цифровую программу, с последующим (3) изменением корпоративной культуры, основой которой становится «цифровая ДНК».



Рисунок 25.8. Уровни цифровизации в компании

На текущий момент в большинстве ВИНК цифровизация находится на уровне (1) или (2). Некоторые компании уже запустили сквозные программы цифровой трансформации, и мы видим целый ряд успешных примеров кардинального изменения операционных моделей в бизнес-единицах, отвечающих за трейдинг и розничную реализацию нефтепродуктов. Принципиальная схожесть бизнес-моделей таких структур с сектором B2C позволяет им быстрее перенимать лучшие цифровые практики из традиционного ритейла, банков, ИТ компаний. В этом отношении нефтегазовая добыча и переработка

традиционно ближе, например, к менее склонным к «цифре» компаниям фармацевтического сектора, в котором также требуется значительное время и инвестиции на разработку продуктов. Конечно, и фармацевты уже активно используют искусственный интеллект для разработки лекарственных формул, однако и у них ускорение реального перехода от первого (1) к третьему (3) уровню цифровизации возможно, если «цифра» докажет свою способность вести компании к стратегическим целям.

Согласно опросу, проведенному среди 15 крупнейших нефтегазовых компаний мира³¹⁹, на текущий момент 89 % руководителей увеличивают инвестиции в цифровые технологии, при этом большинство не имеют однозначного видения образа будущего результата. Скорее — общее понимание того, что благодаря продвинутой аналитике и дальнейшей автоматизации, управление активами станет менее рискованным и более эффективным.

При этом только 14 % опрошенных руководителей считают, что цифровые технологии стимулируют глобальный рост и трансформацию их компаний. На текущий момент большинство рассматривают цифровые технологии как точечный инструмент повышения эффективности и защиты своей текущей рыночной позиции.

Традиционный консерватизм нефтегазовой отрасли является не единственным «ингибитором» цифровизации, существует еще целый ряд сложностей прикладного характера. Цифровизация осложняется ограничениями бюджета на цифровые проекты, требованиями информационной безопасности, устаревшей инфраструктурой, низким качеством данных.

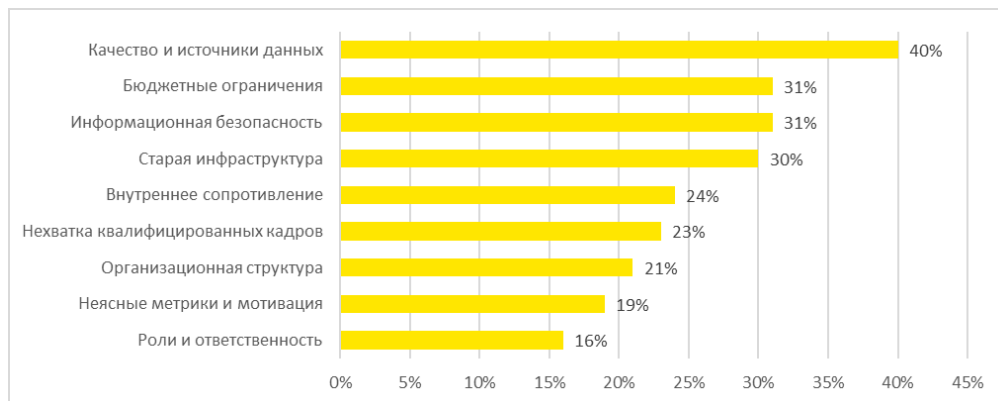


Рисунок 25.9. Наиболее частые проблемы цифровой трансформации³²⁰

Источник: Исследование EY NextWave Oil & Gas, 2019

³¹⁹ Источник: Исследование EY NextWave Oil & Gas, 2019

³²⁰ Источник: Исследование EY NextWave Oil & Gas, 2019

Качество данных

Действительно, проблема с качеством данных на сегодняшний день крайне актуальна. Очевидно, что для полноценного функционирования цифровых решений необходимы большие объемы данных, как накопленные исторически, так и получаемые в режиме онлайн. На заре Индустрии 4.0. большинство компаний сфокусировались на приобретении или даже строительстве собственных хранилищ больших данных — и сейчас более 50 % нефтегазовых компаний видят это своим основным приоритетом в направлении цифровизации.

Однако, еще более важной задачей является использование данных для решения конкретных бизнес-задач. Для этого нужно: собрать данные, «вычистить», интегрировать, а затем на их базе разработать необходимый продукт или услугу, которые потом «обкатать», тиражировать на потребителей. Нефтегазовые компании имеют в своем распоряжении сотни тысяч терабайт данных, но их качество и применимость для решения конкретных бизнес-задач пока под вопросом. Более 40 % руководителей считают низкое качество данных и сложность их интеграции основным препятствием к дальнейшему развитию «цифры».

Бюджетные ограничения

В 64 % случаев бюджет на цифровизацию — это отдельный бюджет как в российских, так и в зарубежных ВИНКах. Примечательно, что в российских компаниях 90 % бюджета на цифровизацию расходуется на ИТ, в то время как за рубежом на ИТ-компонент идет только треть затрат, и две трети — на контент и дизайн. Это связано в т.ч. и с моделью управления цифровыми проектами. В российских компаниях цифровизация часто находится в зоне ответственности ИТ-подразделений, а за рубежом — важную содержательную роль в этом процессе играют бизнес-подразделения и маркетологи, которые больше внимания уделяют вопросам интеграции данных и синергии между решениями, а не «железу» и ИТ-компоненте.

Бюджет на «цифру» в ВИНКах, находящихся на (1) уровне цифровизации, часто не консолидирован, и цифровые проекты рождаются и утверждаются «локально». Лоскутная цифровизация усложняет согласование масштабных инвестиций в новые цифровые проекты.

Сложности обоснования и подтверждения эффектов от цифровых проектов

Экономический эффект от цифровизации зачастую бывает неочевиден, а подход к его расчету — неоднозначен. Традиционные метрики эффективности инвестиционных проектов, принятые в отрасли, такие как FCF, NPV, ROI, практически не работают при оценке цифровых проектов, т.к. по степени неопределенности такие инвестиции сопоставимы с проектами на ранней стадии ГРП. Эффект от отдельно взятого цифрового решения посчитать

довольно сложно. Выражен этот эффект может быть не в деньгах или простоях, а, например, в снижении рисков, несчастных случаев. Если во время бурения мы воспользовались «предикативным» функционалом нейронной сети и у нас не случилось аварии, то неправильно было бы утверждать, что на это однозначно повлияло следование рекомендациям «цифрового советчика»? Если дебет вырос, то благодаря чему — «примененной цифре» или какому-то из множества других параллельно примененных мероприятий по интенсификации притока?

Тем не менее компании, ставящие перед собой масштабные задачи по цифровизации, делают попытки оценить кумулятивные эффекты от цифровизации на долгосрочном горизонте: ВР оценивает, что внедрение «цифры» позволит этой компании в части ТРИЗов увеличить добычу на 35 % до 4,8 трлн б.н.э. к 2050 г., а общую себестоимость добычи снизить на 25 %³²¹. По оценкам других участников рынка, себестоимость добычи может быть снижена еще существеннее — по некоторым месторождениям до 40 %.

Таблица 25.1. Оценка эффектов от программ цифровизации в Разведке и добыче

Потенциальный эффект	Оценка, %
Сокращение затрат на добычу	20–40
Увеличение безотказной работы буровых установок	5–15
Снижение капитальных затрат / стоимости эксплуатации	15–20
Повышение скорости бурения	5–15
Улучшение темпов восстановления	до 10
Снижение затрат на оборудование	25–35

Источник: открытые данные компаний, анализ ЕУ

При этом, как уже говорилось выше, не всегда понятно, как методологически эти эффекты были рассчитаны, какая доля в этих цифрах приходится на РР ВИНКов, и насколько эти ожидания в итоге соответствуют реальности.

Организационные и процессные сложности

Аналогично проектам в области R&D, цифровые инициативы часто разбивают на отдельные «корзины проектов» — по уровню ожидаемого эффекта (прорывной / не прорывной), эффектообразующим факторам (прямой или косвенный экономический эффект, качественный / системный, отраслевой), по целям и приоритетам, которые являются стратегическими для компании (запасы, КИН, дебет, себестоимость, проч.). Существуют специальные «защищенные» корзины, например по HSE и развитию персонала.

³²¹ Источник: BP Technology Outlook, 2017

Однако чаще всего портфель цифровых проектов в ВИНКах превышает сотни проектов, и «корзины проектов» также разрастаются. Появляются и такие категории как: «У всех есть проекты по блокчейну. Почему у нас нет?».

Важно ограничивать количество таких корзин, использовать одинаковые этапы жизненного цикла проектов, выдерживать дисциплину «отсеивания» проектов по каждой корзине на каждой стадии / «гейте» жизненного цикла, чтобы цикл их «agile» разработки не превратился в замкнутый круг. В этом случае наиболее перспективные участники проекта теряют к нему интерес и цифровой проект превращается в «зомби-проект»: не успешный, не неуспешный, но и уже «не живой». Поэтому, как говорят в Кремниевой долине: «If you fail, fail fast. And cheap»³²².

Внутреннее сопротивление цифровизации

В отличие от R&D «цифра» похожа на некий виртуальный черный ящик. В то время как ответственность за решения по-прежнему остается на людях, она для них вполне реальная. Кому будут больше доверять производственники, десятилетиями копившие опыт, себе или «черному ящику»? В капиталоемкой и потенциально опасной для человека нефтегазовой отрасли должно пройти определенное время, прежде чем цифра и опыт начнут дополнять друг друга.

Наличие права на ошибку является важным фактором успеха динамичных цифровых проектов. Как мы уже говорили, цифровые технологии связаны с высокой неопределенностью и требуют значительных инвестиций. При этом акционером многих нефтегазовых компаний является государство, что неизбежно приводит к культурному противоречию: цифровизация, agile и принцип «работы с постоянно меняющимся ТЗ» входят в конфликт с низкой толерантностью государственных компаний к использованию финансовых средств с «правом на ошибку».

Таким образом, представляется вполне закономерным, что сложности внедрения, выраженные во внутреннем сопротивлении, становятся еще одним барьером внедрения цифры в нефтегазовых компаниях.

Роли и ответственность

Ключевым вопросом перехода к Уровню цифровизации (2), предполагающему создание общекорпоративных интегрированных программ в области цифровизации, является организационная составляющая. Каким должен быть «цифровой офис нефтегазовой компании»: централизованным (полноценный центр разработки и внедрения цифровых решений) или распределенным (компактный центр компетенций, устанавливающий общие стандарты

³²² Перевод: «Если попытка оказалась неудачной, признайтесь в этом, и чем раньше, тем лучше. Пока это не стоит слишком много».

и поддерживающий инициативы в бизнес-блоках)? На базе ИТ блока, НИОКР блока, самостоятельной вертикали или вообще отдельной компанией, со своими политиками и процедурами? В прямом подчинении Генерального директора или специального Комитета по цифровизации? Должна ли данная структура отвечать за бюджет всех цифровых проектов в компании, или только его консолидировать, или делать это только по портфелю «своих» проектов?

В нефтегазовой отрасли, как в прочем, и в других, на текущий момент сложно дать однозначно правильный ответ на этот вопрос. Shell, например, организовала процесс управления и поддержки цифровых проектов централизованно. Каждый бизнес-блок получает собственные цели по повышению эффективности за счет более грамотного использования производственных данных, и в ходе реализации своих внутренних проектов бизнес-блоки запрашивают поддержку от централизованной команды экспертов, которых привлекают на свои проекты. Чаще всего компании принимают данное решение по аналогии с другими решениями в области организационного дизайна: в соответствии с корпоративной культурой, сложившейся функционально-ролевой моделью и лидерских компетенций конкретных руководителей.

Действительно, у любой корпоративной трансформации, в том числе и цифровой, должен быть лидер. Еще в 2012 году аналитики из Gartner задались вопросом необходимости появления в компаниях должности CDO (Chief Digital Officer)³²³. Данная позиция предполагала ответственность за «цифровой сдвиг» в инновациях, в то время как инфраструктура и аппаратное обеспечение должны были предположительно остаться в зоне ответственности директора по ИТ. За прошедшие семь лет предложенная бимодальная структура по-прежнему еще только набирает обороты, и должностные обязанности CDO в разных компаниях выглядят очень по-разному. Бэкграунд у CDO также отличается: большинство имеют ключевой предыдущий опыт в маркетинге, значительно меньше в среднем выходцев из производственных и ИТ подразделений. Большинство CDO в компаниях находятся на уровне Правления, некоторые имеют статус вице-президентов или директоров Департаментов.

При этом в независимости от уровня и роли в компании, у большинства успешных CDO, тем не менее, должна быть одна общая черта: CDO должны уметь найти и доказать компании «добавленную стоимость» от цифровых технологий, а также своей роли. В рамках цифровой трансформации цели CDO зачастую пересекаются с уже существующими задачами руководителей коммерческих блоков (на 44 %), производственных подразделений (42 %), ИТ (39 %) и так далее. И как видно на примере Shell, перед данными функциональными направлениями параллельно с их основными задачами и показателями также устанавливаются конкретные задачи по цифровой трансформации. Таким образом, роль CDO в нефтегазовых компаниях часто довольно размыта, сродни «директору по электричеству».

³²³ Источник: Gartner, Understanding the Chief Data Officer Role

Таблица 25.2. Области пересечения зон ответственности CDO с другими руководителями при внедрении цифровых проектов

Область внедрения цифровых проектов	СОО (Производство)	СФО (Финансы)	СМО (Маркетинг)	СЮ (ИТ)	ССО (Внут. контроль)	CSO (Безопасность)
Продажи						
Производство						
ИТ						
Поддержка клиентов						
Финансы						
Юр. функция						
Маркетинг						
HR						
НИОКР						
Закупки и поставка						

По мере перехода нефтегазовых компаний к (3) уровню цифровизации и конвергенции технологий роль CDO также будет меняться: возможно трансформируется в лидерство в рамках технологической, ИТ или организационной функций, или так и останется независимой вертикалью, как например, системы OMS и HSE в нефтегазовых компаниях.

Приведенный комплекс объективных факторов, замедляющих развитие цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, является далеко не исчерпывающим. Почти все ключевые «традиционные» процессы принятия решений, например, в части портфельного управления, снабжения, мотивации и привлечения сотрудников, взаимодействия с подрядчиками и поставщиками, потребуют от компаний донастройки, если они хотят дойти до уровня цифровизации Digital 3.0, к которой отрасль неизбежно придет. И быстрее остальных эту цель достигнут те компании, руководители которых мыслят не только краткосрочными задачами по запасам и объемами рентабельной добычи, а долгосрочным видением «нефтяной компании будущего», мирового бенчмарка в области инноваций и цифровизации.

ЕСТЬ У РЕВОЛЮЦИИ НАЧАЛО, НЕТ У РЕВОЛЮЦИИ КОНЦА

Приведенный анализ, безусловно, имеет свои ограничения. Каждая нефтегазовая компания имеет свою уникальную историю в части цифровизации, и не все приведенные тренды являются одинаково приоритетными и применимыми для разных компаний. ВИНКи, работающие не только в рассмотренном сегменте разведки и добычи, но и магистральной транспортировке, переработке, реализации нефтепродуктов, и нефтехимии — зачастую развивают свои

цифровые технологии в этих сегментах в несколько другой логике. Как уже было описано выше, многие розничные подразделения ВИНК, по определению существующие в более «рыночных» условиях, уже давно и успешно работают с цифровыми решениями, такими как маркетинг и таргетированное управление спросом на нефтепродукты и сопутствующие товары. В рамках анализа мы также не рассматривали поддерживающие процессы в области логистики, закупок, портфельного управления проектами и прочие значимые направления обеспечения деятельности в разведке и добыче.

Тем не менее проведенное исследование позволяет выявить **пять ключевых трендов** в области развития «цифры» в нефтегазовой отрасли на текущий момент, приоритетные с точки зрения автора и являющиеся, как и прочие приведенные выше наблюдения, его персональной точкой зрения:

- **Инвестиции в кейсы и идеи, лежащие в логике стратегии компании, а не в отдельные конкретные цифровые технологии.** После первого «шквала» цифровых проектов, захлестнувшего нефтегазовые компании, многие начинают более дисциплинированно относиться к выбору проектов. Остается ограниченное количество направлений и инициатив, напрямую связанных со стратегией компаний, например, в области ТРИЗов и целевых регионов присутствия.
- **Открытая экосистема инноваций.** Большинство руководителей высшего уровня нефтегазовых компаний считают, что драйверами будущего их конкурентного преимущества являются не внутренние сильные стороны компании, а уровень развития партнёров и цифровых систем³²⁴. К таким партнерам относятся другие ВИНКи, нефтесервисные компании, инжиниринговые центры, производители оборудования, ВУЗы, проектные институты, государство, стартапы, инкубаторы, компании из других отраслей. Серьезные вызовы, стоящие перед отраслью, например, в части технологий, наращивания флота ГРП, освоения Арктического шельфа — невозможно системно решить силами одной отдельно взятой нефтяной компании. Нельзя недооценивать роль государственных органов в создании инструментов стимулирования, обеспечивающих возможность появления такой единой экосистемы. Однако крупнейшие профессиональные участники этого рынка должны быть сами готовы к совместной работе на общий результат отрасли, разработку единых стандартов и консолидацию ресурсов.
- **Изменение культуры и трансформация процессов.** Нефтегазовая отрасль десятилетиями разрабатывала и совершенствовала ключевые процессы поиска и добычи, строительства скважин, снабжения, управления инфраструктурой, оттакаясь от обширного опыта заслуженных работников отрасли. Новые цифровые технологии и ухудшающаяся ре-

³²⁴ Digital Transformation Initiative: Maximizing the Return on Digital Investments, World Economic Forum, 2018

сурсная база требуют значительного ускорения всех этих процессов, де-бюрократизации, уменьшения уровней управления и перехода на более гибкие сетевые организационные модели; с фокусом на результат конкретных проектов и быстрой адаптацией под меняющиеся внешние условия и новые возможности «цифры». Ведущие компании отрасли это хорошо понимают и уже трансформируют операционные модели, не дожидаясь «черных лебедей».

- **Привлечение и удержание талантов.** В области инноваций и «цифры» нефтегазовые компании конкурируют за дефицитные кадровые ресурсы, востребованные в других отраслях. Математикам и инженерам не важно, чему учить нейронную сеть: рассчитывать вероятность отказов при бурении, потенциальную эффективность ГТМ — для нефтегазовой компании или платёжеспособность заемщика — для банка. Учитывая, что подавляющая часть молодого поколения (Y и Z) видит денежную компенсацию как ключевое, если не единственное преимущество работы в нефтянке, то привлечение и удержание в отрасли талантливых молодых кадров возможно, если помимо рыночного вознаграждения, системно вкладывать в их развитие. Чтобы кадровый резерв компании мог гордиться своим местом работы и возможностью трудиться «на крутых проектах» в «крутой компании».
- **Внимание на цифровые риски.** Пропорционально возможностям, которые дает нефтегазовой отрасли Индустрия 4.0, очевидно, увеличиваются и риски в области кибербезопасности, промышленной безопасности и техногенных катастроф на объектах нефтегазового промысла. Хорошая новость заключается в том, что даже для решения этих задач, возможно использование современных цифровых технологий. И многие нефтегазовые компании успешно развивают цифровые решения в области прогнозирования и предупреждения таких событий. Как почти во всех областях нашей жизни, в области цифровых рисков также работает известное правило: «Кто хочет — делает. Кто не хочет — объясняет, почему это невозможно».

Да пребудет с нами цифра!

Глава 26. Модернизация и трансформация ВР

Е.В. Минкина

Сланцевая революция прямо или косвенно вызвала каскадные прорывы по разным направлениям как в сфере технологий, так и общего подхода к бизнесу. Рассмотрим, как это происходило на примере глобального энергетического бизнеса ВР.

ТРАНСФОРМАЦИЯ БИЗНЕСА ВР LOWER 48

2013 год. Несмотря на сланцевый бум, добывающий бизнес ВР в континентальных штатах США (Lower 48) несет убытки. Колоссальная конкуренция, высокие расходы, неповоротливость решений большой компании не позволяют принять участие в переделе рынка. Конкурировать приходится не с привычными международными гигантами, а с множеством небольших динамичных компаний.

Надо сказать, что в то время стратегией ВР, впрочем, как и других нефтяных «мейджоров», уже много лет являлся поиск огромных месторождений с запасами более 1 млрд барр. н.э. Такие месторождения могли оправдать значительные затраты на разведку и разработку и финансировать их могли себе позволить только крупные нефтегазовые компании. И вот успешная в прошлом стратегия в новых реалиях начинает давать сбой. Что делать?

В 2014 ВР принимает непростое решение нанять управленца со стороны и вывести бизнес в континентальных штатах США в обособленное подразделение Lower 48, сокращенно L48, с широкими полномочиями и автономией.

С этого момента за 5 лет L48 удалось снизить удельные операционные расходы на 44 % (!)³²⁵. Как же это произошло?

Здесь можно рассказать и о применении новых технологий, и об упрощении бизнес-процессов, и об ускорении процесса принятия решений, но самое удивительное и, возможно, самое главное состоит в том, что изменился дух L48, его бизнес-культура. Ведь чтобы компания встала на путь непрерывных улучшений, рядовые сотрудники должны почувствовать личную ответственность за результаты бизнеса и уверенность, что их идеи будут услышаны, а руководители должны иметь смелость и предпринимательскую жилку, позволяющие экспериментировать с новыми подходами.

Стоит упомянуть несколько факторов, которые обеспечили драматическое сокращение расходов. Во-первых, это сбор данных в режиме реального времени. Во-вторых, возможность быстрого анализа данных рядовыми сотрудниками при помощи удобных средств визуализации и аналитики. В-третьих, это масштабное использование новых технологий (многозабой-

³²⁵ Из презентации ВР Investor Day in Oman 2018.

ные скажины, дополненная реальность, дроны, мобильные устройства и т.п.). И, в-четвертых, это использование продвинутых алгоритмов управления техническим обслуживанием.

Поясним вышесказанное конкретным примером³²⁶. Бизнес L48 оперирует тысячами скважин, которым требуется периодическое обслуживание или срочный ремонт.

На основе автоматического сбора данных со скважин, осуществляемого в режиме реального времени, при помощи интеллектуального алгоритма, разработанного компанией, формируется отчет, который определяет, каким скважинам может потребоваться ремонт.

Сервисные подразделения, вынесенные в аутсорс, получают заявки по принципу ЯндексТакси. При помощи алгоритма оптимизирована география и порядок выполнения работ, на 43 % сокращено количество работников при увеличении объема работ на 10 %.

Для повышения эффективности ремонтов подрядчики используют очки виртуальной реальности, которые позволяют центру мониторинга наблюдать и, при необходимости, корректировать работы в режиме реального времени.

Успехи, достигнутые подразделением L48, привели к двум значительным последствиям.

Прямым последствием стала покупка ВР американских сланцевых активов компании BHP Billiton в 2018 году за \$ 10,5 млрд. Она позволит масштабировать достигнутые успехи, и эту сделку компания называет не иначе как трансформационной. Таким образом, бизнес L48 закрепил свой статус и был переименован в ВРХ.

Косвенным последствием стало то, что успехи подразделения подстегнули программу модернизации и трансформации во всем блоке геологоразведки и добычи ВР. Скорее всего, программа модернизации назрела бы и без L48, так как слишком велики накопленные обществом технологические изменения (взять хотя бы распространение мобильных устройств или интернета вещей), а также изменения общей деловой среды и культуры производства. Тем не менее, эксперимент L48 позволил поверить в быстрые и масштабные перемены и точнее сформулировать задачи модернизации компании.

ПРОГРАММА МОДЕРНИЗАЦИИ И ТРАНСФОРМАЦИИ ВР

Программа модернизации и трансформации ВР отражает основные черты четвертой промышленной революции или Индустрии 4.0, такие как массовое внедрение киберфизических систем и новое понимание важности раскрытия человеческого потенциала.

³²⁶ Из презентации BP Investor Day in Oman 2018 и статьи Reuters “How BP found shale profits with ‘crystal ball’ oilfield technology” от 30 July 2018.

Она опирается на три столпа: цифровизация, трансформация образа мышления и agility³²⁷.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Говоря о блоке геологоразведки и добычи в целом, ВР стремится к построению полностью взаимосвязанного комплекса систем, который в компании называют Connected Upstream³²⁸. Его цель — обеспечить эффективную связь между оборудованием и сотрудниками при помощи цифровых процессов.

Этот комплекс состоит из четырех основных компонентов.

Первый компонент — это система **интеллектуального мониторинга**, которая на сегодняшний день включает более 2000 км оптоволоконных кабелей, соединяющих морские платформы и иные сооружения с центрами мониторинга. ВР консолидирует данные практически со всех своих скважин в мире, т. е. около 2500 скважин. И анализ динамики работы скважин, который раньше выполнялся за месяц, теперь доступен в режиме реального времени.

Вторым компонентом являются средства системной оптимизации, так называемые **«цифровые двойники»**. Например, ВР использует систему Apex для оптимизации добычи путем моделирования физических ограничений и подбора оптимального технологического режима работы скважин.

Третьим направлением являются инструменты **предсказательной аналитики**. Например, система Plant Operations Advisor³²⁹ на основе анализа «больших данных», собранных с многочисленных датчиков, а также прошлых ситуаций позволяет предсказать вероятность поломок и провести профилактические работы в плановом режиме. Более того, сотрудники получили возможность самостоятельно разрабатывать собственные приложения для мониторинга состояния оборудования.

В основе всего этого лежит **«цифровой фундамент»**, то есть вычислительные мощности. В 2013 году ВР открыла свой High Performance Computing center в Хьюстоне — один из крупнейших вычислительных центров в мире. На настоящий момент его суммарная вычислительная мощность увеличена до 9 петафлопс, то есть почти 10^{16} операций в секунду. Размер банка данных ВР уже измеряется петабайтами, и каждый день к ним добавляется еще по миллиарду новых записей производственных данных со всего мира.

В ВР последнее время часто говорят о **«демократизации данных»**. Речь идёт о максимальном расширении доступа к данным внутри компании, а также возможности быстрого анализа информации как при помощи средств

³²⁷ agility (от англ. agile — проворный, ловкий, гибкий)

³²⁸ Connected Upstream — соединенная (подключенная) геологоразведка и добыча (перев. с англ.)

³²⁹ Plant Operations Advisor — Советник по управлению производством. Разработано совместно с подразделением GE.

визуализации, например PowerBI³³⁰, так и возможности написания пользователями собственных приложений или механизмов обработки данных, например, используя язык Python³³¹.

Еще десять лет назад знание языков программирования и понимание основ работы с «большими данными» было привилегией программистов. Теперь эти знания становятся необходимы специалистам других специальностей, например геологам, инженерам, финансистам. ВР стремится помочь своим сотрудникам освоить новые цифровые навыки, проводя массовое обучение науке о данных в так называемых data science ‘boot camps’ — научных лагерях.

Как говорят в компании, цифровая трансформация — это не про технологии, это про трансформацию сознания.

ОБРАЗ МЫШЛЕНИЯ И AGILITY

Начало новой индустриальной революции не означает, что люди перестают быть ценным ресурсом и все переходит в сферу роботов и компьютеров. Наоборот, люди, а точнее их навыки и способности становятся еще более ценным ресурсом, борьба за который среди компаний и даже стран в будущем станет еще сильнее. Поэтому проблема привлечения и удержания современно мыслящих «мозгов» для компаний становится все более актуальной.

Сложный динамично меняющийся современный мир требует новых навыков: способности работать в условиях неопределенности, готовности экспериментировать и, как следствие, принятия возможных неудач; открытости к сотрудничеству и принятию различных точек зрения; а также умению работать с новыми идеями.

Несмотря на кажущуюся простоту, с новыми идеями работать непросто. Недостаток идей — стагнация. Много идей — хаос. Много нереализованных идей приводят к скепсису сотрудников и неверию в возможность перемен.

В 2018 году ВР внедрила цифровую платформу, которая позволяет собирать идеи сотрудников на поставленную бизнес-задачу. Компания поняла, что идеи эффективнее собирать не вообще, а на поставленный challenge — бизнес-вызов, бизнес-проблему. Результаты внедрения платформы превзошли все ожидания. Реализация только одной из идей полностью окупала затраты на внедрение платформы.

Нефтегазовая индустрия, долго державшаяся особняком, уже не может игнорировать изменения, накопленные в других отраслях. По оценкам аналитиков, если бы себестоимость в нефтегазовом секторе следовала траектории в мировой автомобильной промышленности, то к сегодняшнему дню она была бы

³³⁰ PowerBI — программное обеспечение бизнес-анализа компании Microsoft, обладает открытым интерфейсом для подключения различных визуализаций, относительно прост в настройке.

³³¹ Python — высокоуровневый язык программирования, который позволяет работать быстро и осуществлять интеграцию систем более эффективно.

вдвое ниже. Конкурентное давление в автомобильной промышленности начало ощущаться намного раньше и компании стали активно внедрять системы непрерывных улучшений (*continuous improvement*). В другом секторе, в сфере разработки приложений, колоссально изменились скорости ввода нового продукта благодаря *agile*-подходам. Изучив мировой опыт, ВР выбрала *agility* одним из направлений модернизации и трансформации компании.

Термин *agility* (от англ. проворство, ловкость, гибкость) прочно вошел в русский бизнес-обиход именно в английском написании и изначально означает гибкий подход к управлению проектами. В терминологии ВР *agility* используется в более широком смысле для описания совокупности подходов непрерывных улучшений, как уже привычных, таких как *Kanban* (производство точно в срок при помощи визуализации), *Six Sigma* (бездефектное производство), *Lean* (бережливое производство), так и новых, например *Scrum*³³².

К началу программы модернизации и трансформации у ряда подразделений ВР уже были неплохие наработки в сфере традиционных методов непрерывных улучшений. Оставалось только систематизировать накопленный опыт и распространить его шире. А вот вирусное распространение новых методов, таких как *Scrum*, которые обычно ассоциируются с разработкой программного кода, оказалось достаточно неожиданным. *Scrum* — это метод управления проектами, нацеленный на обеспечение максимального результата для клиента в минимальные сроки.

Оказалось, что подходы *Scrum*, такие как изначальное ожидание волатильности в требованиях и, как следствие, итеративная разработка и постоянная приоритезация задач на основе ценности, компактная, тесно взаимодействующая междисциплинарная команда, сфокусированная на задаче, а также максимальная прозрачность, приносят отличные результаты и в нефтяном бизнесе. Недавно одна из *Scrum*-команд в США, состоящая из восьми выделенных сотрудников всего за 13 недель нашла решение сложнейшей проблемы, которая не решалась уже 10 лет. Другая межпрофильная команда из России, организовав работу по методу *Scrum*, выполнила междисциплинарную оценку резервара в 3–4 раза быстрее, чем это делается обычно.

Все великолепные планы и инновации могут быть реализованы только при наличии квалифицированных кадров с образом мышления, обращенным в будущее. Наряду с постоянно меняющимися технологиями и процессами должны меняться и люди: обучаться новым навыкам и методам работы и быть готовыми постоянно развиваться в том темпе, который задает современный мир.

Понимая это, компания ВР проводит масштабное обучение руководящих и рядовых сотрудников новым подходам. Ведь вызовы, которое поставит перед ними будущее, сильно отличаются от того опыта, который был накоплен ими в прошлом.

³³² *Scrum* (от англ. схватка) — это метод управления проектами, позволяющий в жестко фиксированные и небольшие по времени итерации, называемые спринтами (*sprints*), предоставлять конечному пользователю работающий продукт с новыми бизнес-возможностями, для которых определен наибольший приоритет (Википедия).

Сланцевая революция подтолкнула нефтегазовую промышленность к переменам. Появляются новые вызовы, например мировая общественность требует от отрасли не только достаточного обеспечения энергоресурсами, но и перехода к более чистым энергоносителям. Уже очевидно, что главное место в топливном балансе в будущем будет принадлежать углеводородам с более низкой себестоимостью, и для этого, для обеспечения низкой себестоимости и снижения уровня выбросов компаниям придется внедрять изменения и проводить модернизацию. Первые шаги уже сделаны, и все же отрасль пока еще находится в начале пути.

Глава 27. Внедрение системы управления рисками на примере ПАО «Газпром»

Я. С. Крухмалева

Все без исключения глобальные проекты, выполненные с использованием современных методов и лучших практик проектного менеджмента, не укладываются в бюджет и сроки. Основной причиной является неспособность принятия риск-ориентированных решений и владения ситуацией в условиях неопределенности, неполноты и неточности информации, в неэффективном управлении рисками. Сланцевая революция добавляет неопределенности в функционирование энергетических рынков, поэтому для нефтегазовых компаний проблема приобретает особую остроту.

Управление различными группами рисков инвестиционных проектов является одним из необходимых элементов системы управления портфелем проектов. Успешность инвестиционного проекта часто определяется тем, что он завершен в директивные сроки, в рамках установленного бюджета и с соблюдением качества. В условиях сложности, многофакторности и роста неопределенности точное соблюдение сроков и бюджета проектов практически недостижимо. В этой связи необходимо адекватное и наиболее эффективное в каждом конкретном случае управление рисками [1–3].

В результате проведенного компанией ЕУ [4] исследования 365 инвестиционных проектов нефтегазовой отрасли оказалось, что из них 64 % было проведено с увеличением плановых затрат, а 73 % — сроков исполнения. При этом в исследовании участвовали только крупные проекты с инвестициями более 1 млрд долл. США на стадии как до, так и после принятия окончательного инвестиционного решения (ОИР) из следующих секторов: добыча, СПГ, транспорт и переработка.

В проведенном исследовании было отмечено, что превышение финансирования и утвержденных сроков исполнения наблюдалось во всех секторах и регионах. При этом отклонения по проектам нефтегазовой отрасли не отличались от отклонений по проектам других отраслей (включая государственный сектор, строительство, горнодобывающую отрасль, энергетику и коммунальный сектор).

На примере 20 наиболее крупных проектов на этапе после принятия ОИР было выявлено, что 65 % проектов столкнулись с превышением бюджетов, со средним превышением 23 % от запланированного уровня.

Исследование Independent Project Analysis (IPA), проведенное в 2011 году [5], подтверждает данные результаты. Исследователями IPA было установлено, что 78 % проектов добычи сталкиваются с превышением затрат или сроков относительно запланированных, в то время как в 2003 году эта цифра составляла лишь 50 %.

Международная статистика дает неутешительные результаты. Более 60 % инвестиционных проектов реализуется с задержкой сроков более чем на 50 % от запланированного периода. Кроме того, в большинстве случаев объем капитальных затрат превышает запланированный более чем в 2 раза.

Статистика подобных отклонений подрывает уверенность в точности и объективности плановых бюджетов и графиков нефтегазовых проектов, что, в свою очередь, оказывает влияние на деятельность всей компании, ответственной за ведение проекта, и сказывается на её успешности.

РИСКИ ПРИ ПРОЕКТНОМ ФИНАНСИРОВАНИИ

Инвестиционные проекты, реализуемые компанией ПАО «Газпром», основанные на принципах проектного финансирования с привлечением иностранных партнеров, отличаются масштабностью, сложностью и капиталоемкостью, большим количеством стейкхолдеров, а также связанными с этим высокими требованиями к эффективности и прозрачности управления проектами. При проектном финансировании инвестиционных проектов источником обслуживания долговых обязательств являются денежные потоки, генерируемые проектом, а оценка затрат и доходов осуществляется с учётом распределения риска между стейкхолдерами. Таким образом, управление (распределение) рисками начинается уже на этапе рассмотрения акционерного соглашения. А это требует построения в рамках компании, реализующей международные проекты, комплексной автоматизированной системы управления проектами, включающей в себя систему управления рисками. Речь идет не только о построении центра компетенции, но и об автоматизации всех процессов управления инвестиционными проектами, а также интеграции внедряемой системы в существующую процессную деятельность компании.

Основные требования международных акционеров:

- Международные стандарты;
- Единое правовое пространство;
- Возможность интеграции автоматизированных систем.

Как следствие, мы наблюдаем многообразие подходов и повышение уровня неопределенности.

Проект «Южный поток», основанный на принципах проектного финансирования, попадал под требования иностранных партнеров. Это нереализованный международный проект газопровода, который планировалось проложить по дну Чёрного моря из Анапского района в болгарский порт Варну. Первоначально две ветки должны были пройти через Балканский полуостров в Италию и Австрию, хотя их точные маршруты так и не были утверждены. Строительство газопровода началось 7 декабря 2012 года и по плану должно было закончиться в 2015 году. Предполагалось, что газопровод позволит диверсифицировать поставки российского природного газа в Европу и снизить зависимость

поставщиков и покупателей от ненадёжных стран-транзитёров (в частности, от Украины).

23 июня 2007 года в Риме был подписан первый рамочный меморандум о проектировании и строительстве «Южного потока» российским энергетическим концерном ПАО «Газпром» и итальянским нефтегазовым концерном Eni в присутствии министров энергетики обеих стран. Он определил направления сотрудничества двух компаний в области проектирования, финансирования, строительства и управления газопроводом. В феврале 2012 года совету директоров оператора проекта «South Stream Transport AG» был представлен план, по которому реализация проекта должна была начаться 7 декабря 2012 года.

Первые поставки газа были запланированы на конец 2015 года. 17 апреля 2014 года Европейский парламент принял резолюцию, в которой рекомендовал отказаться от строительства газопровода.

1 декабря 2014 года президент России Владимир Путин во время переговоров в Турции заявил, что Россия не может продолжать реализацию «Южного потока» из-за неконструктивной позиции Евросоюза и что подписан меморандум о строительстве газопровода такой же мощности в Турцию, а также расширении газопровода «Голубой поток».

Министр энергетики России Александр Новак назвал причины, которые заставили президента РФ Владимира Путина дать распоряжение остановить реализацию проекта «Южный поток».

По словам А. Новака, связано это с позицией Евросоюза, который всячески противился с реализацией проекта «Южный поток», ссылаясь на так называемый Третий энергетический пакет, который предполагает, что производителем природного газа и транзитером топлива в страны ЕС не может быть одно юридическое лицо.

Нужно отметить, что Третий энергетический пакет, направленный на либерализацию газового и электрического рынков, принят Советом ЕС и Европарламентом в июле 2009 и вступил в силу 3 сентября того же года. Ключевым аспектом данного пакета директив и регламентов ЕС является ограничение монополии поставщиков газа и электричества, которые блокируют поставку конкурирующих энергетических компаний за счет владения сетями доставки к потребителям. Соответственно, уже в 2009 году в рамках управления рисками можно было предусмотреть мероприятия по нивелированию рисков, но за пять лет вплоть до остановки проекта ничего не было предпринято.

Анализом и управлением рисками в рамках реализации проекта «Южный поток» ввиду наличия опыта и компетенций в области риск-менеджмента занималась крупная международная компания, которая владела долей в проекте. Весь процесс носил сугубо формальный характер, хоть и соответствовал международным стандартам по управлению рисками проекта PMI и ISO 31000.

После закрытия проекта «Южный поток» в ПАО «Газпром» ввиду низкой эффективности была пересмотрена позиция в отношении организации риск-менеджмента.

Дополнительными факторами для совершенствования системы управления рисками в ПАО «Газпром» стали требования и директивы Росимущества к Представителям РФ — членам Совета директоров Общества — и соответствующие методические указания.

В июле 2018 года вышла поправка # 209 о внесении изменений в федеральный закон «об акционерных обществах»:

«главу XII дополнить статьей 87.1 следующего содержания:

«Статья 87.1. Управление рисками, внутренний контроль и внутренний аудит в публичном обществе» [6]. Это стало дополнительным стимулом для внедрения риск-менеджмента во всех корпорациях России.

Но пока, к сожалению, данных мер на законодательном уровне в России недостаточно для мотивации госкомпаний и частного бизнеса к эффективному управлению рисками.

Для повышения эффективности управления инвестиционными проектами и программами ПАО «Газпром» проводится актуализация нормативно-методической базы корпоративной системы. Одним из важнейших элементов этой системы является методика анализа рисков, которая должна существенно повысить эффективность управления рисками путем обобщения накопленного международного и российского опыта в области анализа рисков инвестиционных проектов, что приведет к снижению внеплановых потерь на инвестиционной стадии проектов от реализации рисков различной природы.

Помимо глобальных политических существует целый ряд рисков, из-за которых инвестиционный проект может закончиться провалом. Прежде всего, это слабая проработка проекта и изменение технических и технологических требований к проекту после реализации критического объема содержания работ. Повлиять на результативность проекта может отсутствие информации об ожиданиях и действиях других участников, синхронизации работы между функциональными подразделениями, изменение состава команды проекта, увольнение участников реализации проекта и пр.

Кроме того, к влиянию «человеческих факторов» можно отнести переутомление ведущих сотрудников и руководителей из-за неэффективной организации работы и стресса. В таких случаях довести проект до успешного завершения бывает сложно или даже невозможно. Изначальное «неверие» в графики и другие механизмы, так как они составлены исходя из нереалистичных ожиданий, и отсутствие обратной связи от исполнителей могут оказаться разрушительными для проекта, как и низкая дисциплина учета фактической информации.

Поэтому важно, чтобы качество графиков было максимальным, а проверка их — простой и удобной. Только в этом случае они будут восприниматься

участниками процесса не как обременение, а как функциональный инструмент взаимодействия.

Если в организации отсутствует процесс «проактивного» реагирования, но превалирует метод «тушения пожаров», добиться успешной реализации проектов будет сложно. Также причиной неудач может быть стремление подрядчиков, которые были выбраны благодаря изначально низкой стоимости выполнения работ, увеличить стоимость работ за счет дополнительных соглашений.

Важен и вопрос мотивации. Если в проекте контролируется только один параметр (например, бюджет, но не учитывается стоимость срыва сроков), мотивация у исполнителей предлагать варианты по оптимизации и повышению эффективности отсутствует. Если команда нацелена на «освоение», то не будет мотивации на своевременное выполнение объемов.

Все эти проблемы и должна нивелировать система управления рисками (СУР). Развиваемое в компании решение должно позволить снизить затраты времени на подготовку, согласование и принятие основных управленческих решений, сократить потери в ходе проектирования и строительства объектов, минимизировать сроки.

Необходимость внедрения и автоматизации корпоративной интегрированной системы управления проектами (КИСУП) очевидна. Но при выборе подходов у всех компаний возникают схожие трудности. Существующие международные и российские стандарты по управлению проектами и рисками не дают четкого ответа, как правильно выстраивать систему.

Построение системы управления проектными рисками в компании носит длительный характер и требует решения следующих задач:

- Построения в рамках компании центра компетенций, разработки нормативной, регламентирующей и методологической документации, учитывающей требования зарубежных стандартов;
- Регулярное повышение уровня зрелости компании в области рискориентированного управления проектами;
- Построение и постоянное развития базы знаний компании по критическим областям;
- Внедрение программного обеспечения для построения комплексной системы управления проектами, которая включает ряд модулей, в том числе подсистема календарно-сетевое планирования, подсистема проведения качественного и количественного анализа рисков, а также система по стоимостному инжинирингу;
- Комплексная интеграция с существующей системой компании;
- Постоянное развитие системы с использованием инновационных технологий.

Проблемы при внедрении системы рискориентированного управления инвестиционными проектами

Последние тенденции в области международного риск-менеджмента говорят нам о том, что для наиболее эффективного риск-ориентированного управления проектами необходимо применять количественные методы оценки рисков минуя качественный анализ. В случае управления проектными рисками существуют системы имитационного моделирования, основанные на методе Монте-Карло, которые позволяют:

- Сравнить несколько S-кривых по срокам/стоимости;
- Учитывают совокупный эффект рисков;
- Дают возможность сравнить насколько эффективны меры реагирования на риски;
- Позволяет не только выявлять недостатки, но и дает понимание, как их устранить в течение нескольких минут.

Безусловно количественный анализ рисков — это глобальный инструмент в части эффективного управления инвестиционными проектами.

Основные проблемы, с которыми столкнулись при внедрении элементов системы для управления рисками, основанных на международных подходах и программных продуктах:

- Система работает только при наличии полноценного календарно-сетевого графика. И как это не парадоксально, часто процесс его построения и регулярная актуализация на крупных проектах имеет ряд трудностей;
- Ее внедрение и сопровождение требует существенные финансовые инвестиции и наличие компетентных специалистов;
- Сложности интеграции с существующими бизнес-процессами компании;
- Отсутствие статистических баз данных по многим категориям рисков приводит к необходимости применения экспертных оценок. Что влечет высокий уровень субъективности. Можно сделать вывод, как субъективность экспертных оценок искажает результат количественного анализа рисков с использованием более сложных математических моделей и технологических алгоритмов. В некоторых компаниях данный сложный инструмент используется эпизодически для демонстрации результатов количественной оценки, объективность которой проверить крайне затруднительно. Этот инструмент в некоторой степени является средством для временного удовлетворения инвестора в потребности владения информацией о статусе проекта до момента наступления фактического кризиса. И усложнение ведет к ряду совершенно непредсказуемых эффектов;
- Отсутствие возможности приобретения зарубежных программных комплексов в рамках импортозамещения и зарубежных санкций;
- На сегодняшний день мы не смогли получить от производителей зарубежного программного обеспечения численных статистических данных об эффективности применения имитационного моделирования, основанного на методе Монте-Карло, с использованием конкретных программных продуктов в крупных корпоративных системах.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ В АНАЛИЗЕ РИСКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ УПРОЩЕННОЙ МОДЕЛИ

После длительных поисков аналогов импортного программного продукта для анализа рисков было найдено российское программное решение, которое включает в себя все необходимые элементы для проведения качественного анализа рисков. Преимущества данного решения:

- Заметное снижение финансовых и временных затрат на внедрение и техническую поддержку;
- Адаптированная конструкция алгоритмов под условия российских реалий;
- Упрощение пакета конфигураций и «безболезненная» интеграция в бизнес-процессы компании;
- Возможность разворачивать систему на сервере компании что обеспечивает защиту информации;
- Нет необходимости в наличии компетенций сотрудников для коллективной работы с анализом рисков;
- Разработчик предлагает под требования Заказчика развивать продукт функционально.

И хотя в последнее время среди риск-менеджеров в нашей стране существует тенденция перехода от качественного анализа рисков к количественной оценке с применением метода Монте-Карло и других методов имитационного моделирования, мы на практике пришли к необходимости упрощения подходов. Более простой механизм качественного анализа рисков является наиболее распространенным в мировой практике.

МАНИПУЛИРОВАНИЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РИСК-МЕНЕДЖМЕНТА

В своей книге 1954 г. «Как лгать при помощи статистики» известный журналист и писатель Дарелл Хафф рассказывает о различных способах злоупотребления статистикой в целях обмана аудитории и манипулирования ее мнением [7]. Очень важно владеть инструментарием статистиков, чтобы разобраться во всех хитросплетениях этой науки и не позволять вводить в заблуждение.

Цифры — отличный инструмент, когда нужно кого-то в чем-то убедить. Стоит применить более сложный алгоритм, соблюдая математические законы, привести никем не подтвержденную статистику авторитетных аналитических агентств, которую заказчик никак не сможет проверить, и можно сделать нецелесообразную, неактуальную в конкретной специфике, в конкретной компании разработку регламентирующей и методологической документации, обучающую программу для персонала, комплекс программного обеспечения обоснованными и крайне необходимыми для Заказчика. Не понимая, куда смотреть, когда «фокусник» от статистики разворачивает перед нами свои вы-

кладки, представители от Заказчика оказываются беспомощны и подвержены манипуляциям.

Регулярно компании, оказывающие услуги консалтинга и продающие программное обеспечение в области управления проектами, пытаются повлиять на Заказчика, чтобы подвигнуть на заключение крупномасштабного контракта по оказанию услуг или на выбор программного комплекса для внедрения комплексной системы управления инвестиционными проектами и портфелем проектов. Чтобы обосновать достоверность аналитических изысканий и прогнозируемых значений, эффективность своих решений, используемых методологий при анализе рисков и прогнозируемых показателях различных величин — все то, что невозможно перепроверить в сжатые сроки, — компании прибегают к некоторым манипулятивным «трюкам». Безусловно, чем более масштабная структура Заказчика, чем более масштабные проекты будут реализовываться с применением КИСУП, тем больше возможностей для спекуляций.

Исследования одного очень известного аналитического агентства, проведенные и опубликованные в 2017 году, являются ярким примером манипуляций. Качество сбора информации не соответствует требованиям для формирования статистических выводов [8].

При проведении статистических исследований необходима специальная подготовка для достижения его высокого научного уровня. Заданием любого статистического исследования является сбор объективной, достоверной и полной по объему базисной информации. А этого часто сложно достичь, и порой методология проведения анкетирования нарушается по ряду критериев с целью получения желаемого результата исследования.

Декларируя о том, что уровень зрелости управления рисками в компаниях нефинансового сектора РФ низкий, консалтинговые и аналитические агентства побуждают российские компании на активное внедрение СУР с их участием.

Отсутствие статистических баз данных по большинству категорий рисков является серьезным источником искажения информации. Это приводит к необходимости применения экспертных оценок, что влечет высокий уровень субъективности. Поэтому необходимо строить персональную базу данных на каждом предприятии и накапливать фактические показатели по реализовавшимся событиям. Для формирования достоверной статистической базы необходимо в единой системе проводить регулярный сбор данных по всем параметрам и показателям реализуемых проектов.

Так же и сам риск-менеджер может использовать манипулятивные действия для достижения различных целей, например, дезинформации участников реализации проекта (менять статистические данные, выделять в группу критических незначимые риски). Для повышения качества аналитики и достоверности выводов об уровне критичности рисков необходима максимальная вовлеченность в процесс анализа рисков всех участников команды, реализующих

проект. Нельзя концентрировать все процессы управления рисками на одном лице или подразделении, необходимо диверсифицировать их.

Автоматизация процесса анализа рисков на каждом рабочем месте дает ряд преимуществ.

- Повышается прозрачность портфеля проектов;
- Системно снижаются финансовые потери;
- Снижается стоимость страхования и заемных средств;
- Сохраняются знания как конкурентное преимущество.
- Сохраняется и всегда доступен перечень готовых планов реагирования на кризисные ситуации;
- Существует контроль над рисками третьих сторон в проекте;
- Есть возможность формирования отраслевой базы рисков в компании;
- Возможна автоматическая генерация отчетов о рисках для акционеров, банков и страховых компаний.
- Сохраняются знания и обеспечивается преемственность;
- Заранее проверяется каждый проект по базе рисков;
- Прививается культура открытого обсуждения рисков;
- Происходит обмен знаниями о рисках внутри компании;
- Возможность организовать мотивацию на снижение рисков.
- Есть возможность доступа к базе знаний по возможным проблемам;
- Риски становятся видимыми для руководства;
- Выявляются проблемы на ранних этапах для оперативного решения;
- Существует четкое распределение ответственности за риски.

Рейтинговая система оценки продуктивности участников анализа рисков в программе также помогает мотивировать их к стремлению максимально повысить качество и достоверность предоставляемой информации.

Влияние человеческого фактора при реализации и эксплуатации крупных объектов

В последнее время на первый план выходит проблема оценки влияния человеческого фактора в цепи управления безопасностью сложных объектов. В ряде источников приводятся данные, характеризующие негативное влияние ошибок человека на ход реализации крупных проектов и дальнейшую эксплуатацию сложных объектов. В частности, указано, что примерно 10–15 % всех отказов непосредственно связаны с ошибками человека. По мнению академика В. А. Легасова, свыше 60 % аварий происходит из-за ошибок персонала.

Очень важно создать наиболее эффективную и безопасную с точки зрения управления информацией конфигурацию системы. Но, концентрируясь на системах, многие компании часто упускают ключевую составляющую процесса управления проектом — человека. Последние исследования в области поведенческой экономики демонстрируют существенное влияние человеческого фактора, в том числе на анализ рисков и принятие управленческих решений.

Д. Канеман — один из основоположников психологической экономической теории и поведенческих финансов, в которых объединены экономика и когнитивистика для объяснения иррациональности отношения человека к риску в принятии решений и в управлении своим поведением. Знаменит своей работой по установлению когнитивной основы для общих человеческих заблуждений в использовании эвристик, а также для развития теории перспектив. В 2002 г. Д. Канеман стал лауреатом Нобелевской премии по экономике «за применение психологической методики в экономической науке, в особенности — при исследовании формирования суждений и принятия решений в условиях неопределённости», несмотря на то, что исследования проводил как психолог, а не как экономист [12].

Люди часто полагают, что действуют рационально и принимают решения, основанные на логике и фактах. Но все происходит иначе — люди систематически совершают одни и те же ошибки из-за особенностей восприятия, которые психологи назвали когнитивными искажениями.

Ф. Тетлок — профессор психологии Пенсильванского университета, который совершенствует точность прогнозов более 20 лет, провел исследование по заказу Агентства передовых исследований в сфере разведки США и обнаружил уникальную вещь. Тогда как качество предсказаний профессиональных экспертов от политики и экономики зачастую очень низкого уровня, среди совершенно обычных людей существуют высококласные прогнозисты. Уровень их прогнозов на 78 % лучше, чем у контрольной группы, и на 30–70 % лучше, чем у профессиональных аналитиков [13].

На практике при оценке управленческих рисков в рамках реализации инвестиционных проектов, применяя простейшие алгоритмы качественного анализа и математический метод оценки согласованности мнений экспертов на основе коэффициента конкордации Кендалла (метод будет описан далее), была установлена существенная рассогласованность экспертных мнений. При анализе причин подобного явления были отмечены различные факторы: нежелание производить оценку, отсутствие способности критического мышления, в некоторых случаях отсутствие необходимых компетенций, и в большей степени когнитивные ментальные искажения.

Специалист по коммуникациям из Университета Южной Калифорнии Мартин Гилберт выделил основные типы когнитивных искажений:

- Консерватизм — эта ошибка заключается в том, что люди недооценивают большие величины и переоценивают маленькие. Проще говоря, мозг стремится все «усреднить». Впервые это понятие ввел Френсис Гальтон, английский исследователь широкого профиля. Благодаря ему в настоящее время широко используются регрессионный и корреляционный анализы.
- Эффект Даннинга-Крюгера — благодаря этому эффекту люди, которые знают мало, считают себя экспертами, а те, кто по-настоящему разбирается в теме, вечно в себе сомневаются. Человек обычно располагает не очень

точной информацией о своих способностях и шансах на успех. Поэтому в своих оценках он стремится, опять же, к средним значениям: когда он знает и умеет мало, он переоценивает себя, а когда уже действительно стал экспертом — недооценивает.

- Оправдательное мышление — человек хорошо воспринимает информацию, подтверждающую его точку зрения, а «неудобные» факты игнорирует, причем может делать это неосознанно.
- Иллюзия контроля — этот термин ввела психолог Эллен Лангер. Эта заблуждение отражает склонность людей переоценивать свое влияние на те или иные события.
- Конформизм — для многих мнение окружающих очень важно. Конформное мышление может приносить и вред, когда человек поддерживает нелепые идеи, лишь бы не быть «белой вороной».
- Чрезмерный оптимизм: любой человек склонен недооценивать риски, особенно если дело касается существенной прибыли.
- Профессиональная деформация (призма опыта) — эксперт может многое не увидеть, у него своя картина мира.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РИСК-МЕНЕДЖМЕНТА В РОССИИ

На сегодняшний день в различных странах проведено большое количество исследований на тему нелинейности динамики экономического развития. Ученые всего мира сходятся во мнении, что экономическое развитие имеет фрактальную природу. Что еще более усложняет процесс прогнозирования и управления инвестициями. В связи с чем возникает вопрос об эффективности тех или иных подходов в области управления рисками.

Во всех структурах крупных корпораций наблюдается явление фрактальности. Фрактал — множество, обладающее свойством самоподобия (объект, в точности или приближённо совпадающий с частью себя самого, то есть целое имеет ту же форму, что и одна или более частей). Учитывая, что компании, корпорации, государства — это те же фрактальные системы, и их элементам присущи специфические ментальные особенности, то можно заключить, что глобальные аналогичные ментальные особенности присущи соответствующей системе любого масштаба. Это явление можно наблюдать в западных системах.

Возникает вопрос объективности, обоснованности и применимости технологий, программных комплексов и стандартов, созданных в условиях стабильной экономики, западной культуры и менталитета. Внедрение глобальных дорогостоящих систем с длительным процессом внедрения неоправданно и нецелесообразно. Крупномасштабные программные комплексы не оправдывают ожидания инвестора и не помогут достигнуть должного эффекта.

Предсказать исход какого-либо события более чем за год с высокой степенью вероятности невозможно. Но множество прогнозов по-прежнему публикуется и с более отдаленным горизонтом. Дело в том, что люди стремятся к стабильности, и прогнозы дают это чувство. По теории самообмана Траверса мы сами настраиваем себя на благоприятное будущее.

На самом же деле следует рассматривать все риски, которые могут принести существенный ущерб, распределять их по зонам ответственности среди участников реализации проектов. Каждый владелец риска должен предусмотреть меры реагирования. А руководитель проекта должен контролировать исполнение всех поручений и принимать взвешенные решения исходя из общей наиболее полной информации о возможных угрозах, которые могут существенно отклонить проект от достижения целей. Именно такой подход сегодня в условиях международной экономики мы видим наиболее актуальным и эффективным. Один из наиболее благоприятных сценариев развития риск-менеджмента в России — повышение уровня зрелости в области риск-менеджмента во всех компаниях страны и интенсивный переход к автоматизации процесса анализа рисков.

Часть VIII. Сланцевая революция и зеленая повестка

Глава 28. Охрана природы, развитие ВИЭ и климатическая политика США

Н. А. Иванов

Успех американских сланцевых компаний стал примером для участников других энергетических рынков. Запущена цепная реакция прорывных технологических достижений в области возобновляемой энергетики. Благодаря технологическим прорывам и мерам поддержки на федеральном и местном уровне быстро растут установленные мощности ветровой и солнечной генерации в США. Лидером по установленной мощности ВИЭ в США стал Техас — главный нефтегазодобывающий штат.

Сланцевая революция показала, что развитие технологий не имеет предела, что использование самых разных энергоресурсов можно сделать рентабельным, гибким и экологичным, отвечающим целям устойчивого развития человечества. Критики возражают, что воздействие новых энергетических технологий на окружающую среду нуждается в дополнительном изучении и постоянном мониторинге. Неудивительно, что в самих США развитие новой энергетики порой сопровождается конфликтами и разногласиями.

КОЛЕБАНИЯ АМЕРИКАНСКИХ ПРИОРИТЕТОВ

Накануне климатических переговоров в 2015 г. в Париже президент США Барак Обама подписал План чистой энергетики (*Clean Power Plan*)³³³, призванный обеспечить переход от использования угля в энергетике к потреблению газа и развитию ВИЭ. План предполагает, что штаты примут свои планы, основанные на их индивидуальном потреблении энергии, выполнение которых обеспечит снижение к 2030 г. эмиссии парниковых газов на 870 млн т CO₂ или на 32 % от уровня 2005 г.

Это максимум, возможный при солидарных действиях штатов; официальные цели предполагали снижение эмиссий углекислого газа к 2025 г. на 26–28 % от уровня 2005 г., увеличение доли ВИЭ (кроме ГЭС) в соответствующих энергобалансах до 20 % к 2030 г., при этом вдвое увеличив к этому году производство электроэнергии.

В начале декабря 2015 г. в результате тайных двухнедельных переговоров представителей двух партий в конгрессе США в рамках подготовки очередного

³³³ <https://obamawhitehouse.archives.gov/the-record/climate>

федерального бюджета было принято решение отменить 40-летний законодательный запрет на экспорт сырой нефти из США в обмен на поддержку разных инициатив Обамы, в том числе и федеральной части Плана чистой энергетики — налоговых льгот для ветровой и солнечной энергетики.

В целом План чистой энергетики Обамы не вступил в юридическую силу, он был приостановлен Верховным судом США в 2016 году после того, как большинство штатов и энергетическая отрасль выступили против.

Вступивший в должность президента Дональд Трамп предпринял шаги по изменению климатической политики США. 1 июня 2017 г. он объявил о выходе США из Парижского соглашения. Формально это произойдет не раньше ноября 2020 г. Тем не менее, многие климатические программы были свернуты или урезаны. Это коснулось и Плана чистой энергетики.

В апреле 2017 г. глава Агентства по охране окружающей среды США (EPA) Скотт Pruitt объявил о программе действий под названием «Назад к основам» (*Back-To-Basics Agenda*)³³⁴. Pruitt заявил, что намерен вернуть EPA ту роль, ради которой агентство и было создано — создавать условия для роста числа рабочих мест, защищать окружающую среду во взаимодействии со штатами, с партнерами в местных сообществах и в резервациях и создавать такие правила, которые способствуют экономическому росту.

Об изменении роли EPA объявлено в соответствии с указом Дональда Трампа «Об энергетической независимости» (*Energy Independence Executive Order*)³³⁵, поручившим EPA и другим федеральным ведомствам пересмотреть План чистой энергетики) Барака Обамы и отменить «необязательные ограничения, наложенные на угледобывающие предприятия и угольные электростанции».

В президентском указе говорится о необходимости исключить бюрократические барьеры, препятствия для развития бизнеса, ликвидировать ненужные согласовательные процедуры, чреватые проволочками и т. п. Предполагается, что развитием чистой энергетики штаты занимаются под нажимом, по требованию или благодаря субсидиям федерального центра, а если ликвидировать искусственные ограничения и избыточные требования, штаты вернутся к высокоэффективному, но грязному пути экономического развития.

В августе 2018 г. EPA предложило новый документ взамен Плана чистой энергетики Обамы — «Доступная чистая энергия» (*Affordable Clean Energy, ACE*)³³⁶. ACE содержит несколько основных компонентов. В частности, это определение лучшей системы для сокращения выбросов парниковых газов на угольных электростанциях и список «технологий-кандидатов», которые штаты могут использовать при разработке своих стандартов эффективности.

³³⁴ <https://www.epa.gov/home/back-basics-agenda>

³³⁵ <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/presidential-executive-order-promoting-energy-independence-economic-growth/>

³³⁶ <https://www.epa.gov/stationary-sources-air-pollution/proposal-affordable-clean-energy-ace-rule>

Новый план «Доступная чистая энергия» предполагает, что снижение выбросов парниковых газов может быть достигнуто модернизацией угольной генерации и фактически отдаёт регулирование угольной генерации на усмотрение штатов³³⁷. Но практика показывает, что многие штаты поддерживают чистую энергетику, обеспечивая доступность энергии рыночными мерами. Для примера можно взять два штата с самой высокой в США долей возобновляемой энергетики в энергобалансе — это Калифорния и Техас.

16 апреля 2017 г. Кристи Краддик (*Christi Craddick*), глава Железнодорожной комиссии Техаса (энергетического регулятора штата) заявила, что Техас — национальный лидер в развитии чистой энергетики. В штате вырабатывается наибольший объем ветровой энергии в США — по этому показателю Техас уступает только пяти странам.

Благодаря снижению стоимости солнечных панелей в штате начала бурно развиваться солнечная энергетика. Развитие возобновляемой энергетики опережает все возможные требования и обязательства, которые могли бы быть наложены на штат.

Инвестиции в чистую энергетику не ограничиваются ВИЭ. Техас — мировой лидер по использованию технологии улавливания и захоронения углекислого газа (*CCS*). Крупнейший в мире проект *CCS* развивается на угольной электростанции Petra Nova компанией *NRG* при содействии Департамента энергетики США и штата Техас. Уголь сжигается по новой технологии, позволяющей улавливать 90 % эмиссий CO_2 — около 1.6 млн т в год. Углекислый газ затем передается по трубопроводу к ближайшему нефтяному месторождению, где закачивается в пласт для увеличения нефтеотдачи. В результате, как ожидается, добыча на месторождении вырастет с 300 барр. в сутки до 15 тыс. барр. в сутки.

Кристи Краддик подчеркивает, что сланцевый бум продемонстрировал путь развития эффективных технологий, которые могут развивать чистые источники энергии. Штат Техас имеет все шансы остаться лидером в чистой энергетике.

План развития энергетики Техаса подписал в 2008 г. губернатор Рик Перри (*James Richard «Rick» Perry*), ставший министром энергетики в администрации Дональда Трампа. В соответствии с планом, энергетика штата должна развиваться в соответствии с рыночными законами спроса и предложения, с минимальными административными барьерами.

В виде исключения допускаются стимулы для развития перспективных технологий, еще не вышедших на уровень коммерческой окупаемости. В частности, благодаря открытости для инвесторов и налоговым льготам Техас стал лидером в развитии ветровой генерации, но в этом случае штат должен обеспечить стабильность инвестиционных условий: налоговые стимулы должны сохраниться, но не должны расширяться.

³³⁷ <http://renen.ru/trump-changes-obama-s-clean-power-plan-to-his-affordable-clean-energy-rule/>

Эти подходы действуют в Техасе и в настоящее время: регулятор штата поощряет развитие как традиционной генерации, так и возобновляемой. Фактически же ветровая генерация пользуется преимуществом: для нее не требуются водные ресурсы и она не эмитирует парниковые газы, поэтому никаких государственных разрешений для развития проектов ветрогенерации не требуется — компании напрямую договариваются с местными сообществами и владельцами земельных участков. Это объясняет, почему с начала века Техас нарастил производство электроэнергии ветропарками с нуля до сегодняшнего впечатляющего уровня.

Техас построил линии электропередач, проходящие с запада штата через «конкурентные зоны возобновляемой энергетики» (*competitive renewable energy zones, CREZ*) к густонаселенным регионам в центре штата. В результате этим энергетическим коридором могут пользоваться как традиционные производители, так и ВИЭ. В последние годы, в связи со снижением стоимости солнечных панелей, наметился бум в развитии солнечной генерации. Техас становится рынком для диверсифицированных источников энергии.

В Калифорнии в 1998 г. было проведено дерегулирование поставщиков электроэнергии. Энергетическая комиссия Калифорнии начала реализовывать новую программу развития возобновляемой энергетики, призванную содействовать увеличению генерации из ВИЭ по всему штату. В последующие десятилетия возобновляемая энергетика пользовалась поддержкой как со стороны законодателей штата, так и губернаторов, что обеспечило лидерство Калифорнии по этому показателю.

Эта программа обеспечила рыночные стимулы для новых и существующих коммунальных поставщиков возобновляемой энергии. Она также предлагала возмещения потребителям, устанавливающим ветровые и солнечные энергетические системы.

С 1998 по 31 декабря 2006 г. по этой программе было профинансировано сооружение систем солнечной PV-генерации мощностью до 30 кВт и ветрогенераторов мощностью до 50 кВт, соединенных с общей сетью, для жилых домов и предприятий.

Калифорнийская комиссия по коммунальному хозяйству (*California Public Utilities Commission, CPUC*) финансировала более крупные проекты электрогенерации для бизнеса. С 2007 г. действовала Программа новой возобновляемой энергетики.

В Калифорнии действовали следующие стандарты (цели) развития возобновляемой энергетики (*California's Renewables Portfolio Standard, RPS*):

- 2002 г.: Сенат установил программу *RPS*, требующую, чтобы к 2017 г. 20 % розничных продаж электроэнергии приходилось на возобновляемую энергетику.
- 2003 г.: *Energy Action Plan I* ускорил достижение 20 %-й доли ВИЭ — к 2010 г.

- 2005 г.: *Energy Action Plan II* поставил новую цель — достижение 33 % ВИЭ к 2020 г.
- 2006 г.: Сенат принял в виде закона цель достижения 20 % доли энергии из возобновляемых источников к 2010 г.
- 2008 г.: Губернатор Шварценеггер выпустил распоряжение достичь доли ВИЭ в 33 % к 2020 г.
- 2011 г.: Сенат принял закон, подписанный губернатором Брауном, достичь 33 % ВИЭ к 2020 г.
- 2015 г.: Сенат принял закон, подписанный губернатором Брауном, согласно которому к 2030 г. половина электричества в штате должна вырабатываться из возобновляемых источников, а энергоэффективность зданий должна быть к этому сроку повышена вдвое.

Губернатор Калифорнии Джерри Браун (*Edmund Gerald «Jerry» Brown, Jr.*) считает, что его штат должен показать пример и поддержать другие штаты и страны в их действиях по предотвращению изменений климата³³⁸.

10 сентября 2018 г. Джерри Браун подписал принятый сенатом закона (Senate Bill 100), которым установлена цель перейти к 2045 году на 100 % чистую энергетику³³⁹. Также губернатор подписал указ, согласно которому в штате к этому же сроку должна быть достигнута «углеродная нейтральность». Эти меры должны обеспечить выполнение Калифорнией целей, определенных Парижским соглашением. Эти действия идут вразрез с политикой, которую пытается проводить президент Дональд Трамп в отношении национальной энергетики.

Новые цели Калифорнии установлены в развитие действующих стандартов по развитию возобновляемой энергетики, в соответствии с которыми энергопотребление в штате должно быть обеспечено ВИЭ на 50 % к 2025 г. и на 60 % к 2030 г. Если двигаться такими темпами, то к 2045 г. можно углеродной нейтральности для энергосистемы.

Электроэнергетический сектор дает 16 % эмиссий парниковых газов Калифорнии, но к 2045 г. должна быть обеспечена полная углеродная нейтральность штата. Это значит, что необходимо удалять из атмосферы столько же углекислого газа, сколько эмитируется. Поэтому надо не только снижать эмиссии, но и увеличивать поглощение углекислоты лесами, почвой и другими природными объектами.

Калифорния взяла на себя самые амбициозные обязательства по обеспечению углеродной нейтральности в мире, при том, что более 20 стран и по меньшей мере 40 городов, штатов и провинций планируют добиться углеродной нейтральности к середине столетия.

Ранее губернатор Браун подписал закон, блокирующий планы бурения на федеральном шельфе у побережья Калифорнии, а также объявил об оппози-

³³⁸ <https://www.gov.ca.gov/home.php>

³³⁹ <https://www.gov.ca.gov/2018/09/10/governor-brown-signs-100-percent-clean-electricity-bill-issues-order-setting-new-carbon-neutrality-goal/>

ции планам федерального правительства расширить бурение на государственных землях штата. Акватория континентального шельфа Калифорнии не предоставлялась для лицензирования более 30 лет, а штат не выдавал лицензии на офшорную добычу нефти и газа с 1968 г.

В январе 2018 г. губернатор Браун подписал указ, согласно которому к 2030 г. на дорогах Калифорнии должно быть не менее пяти миллионов автомобилей с нулевыми выбросами³⁴⁰. Также к 2030 г. в штате потребление ископаемых энергоресурсов должно уменьшиться вдвое, и вдвое же должна увеличиться энергоэффективность зданий.

Цели, установленные для 2020 г., достигнуты в штате на четыре года раньше — эмиссии снижены на 13 % при росте экономики на 26 %. Только с 2015 по 2016 г. снижение эмиссий составило эквивалент 1,5 млрд галлонов бензина и дизельного топлива, что равносильно уменьшению количества автомобилей на 2,4 млн штук.

В 2017 г. штаты Калифорния и Нью-Йорк выступили организаторами Климатического альянса США, в который входят 17 штатов, возглавляемых как представителями Демократической, так и Республиканской партий, с населением, составляющим 40 % от населения США. Альянс взял обязательство принять цели Парижского соглашения, а также выполнить или перевыполнить целевые показатели федерального Плана чистой энергетики, подписанного Бараком Обамой.

Калифорния и 17 других штатов, производящие более 40 % автомобилей в США, подали в суд на Агентство по охране окружающей среды США (U.S. Environmental Protection Agency, EPA) с целью оставить в неизменном виде национальные стандарты топливной экономичности автотранспорта, рассмотренные EPA в сторону ослабления требований по эмиссиям.

Свои программы перехода на чистую энергетику принимают и американские города. Руководители калифорнийского Сан-Диего решили, что через 20 лет город должен на 100 % снабжаться энергией из возобновляемых источников, включая ветровую и солнечную энергетику. К 2035 г. эмиссия углекислого газа должна снизиться вдвое. Выполнение этого решения может потребовать передачу части контроля над энергоснабжением города от местной коммунальной компании городским службам.

СТОЛКНОВЕНИЕ ИНТЕРЕСОВ В ШТАТЕ НЬЮ-ЙОРК

Технологический прорыв первого десятилетия нового века сделал добычу сланцевого газа и нефти плотных пород экономически оправданной, но вызывающей вопросы с экологической точки зрения. В штате Нью-Йорк эти вопросы приобрели характер неразрешимых противоречий.

³⁴⁰ <https://www.gov.ca.gov/2018/01/26/governor-brown-takes-action-to-increase-zero-emission-vehicles-fund-new-climate-investments/>

В июле 2008 года власти штата ввели временный мораторий на проведение гидроразрыва пласта — ключевой технологии, позволившей в сочетании с горизонтальным бурением вовлекать в разработку запасы сланцевого газа. Применительно к штату Нью-Йорк этот мораторий означает запрет на добычу сланцевого газа на местной части крупнейшей сланцевой залежи Марселлус (Marcellus Shale). Крупные землевладельцы штата хотели получать роялти за разработку месторождений, что было особенно актуально для них в условиях кризиса, но против выступили местные фермеры. Фермеры штата Нью-Йорк посчитали, что существует риск загрязнения грунтовых вод раствором, используемым для гидроразрыва пласта. Они опасались, что бурение начнется без их согласия.

Обострение борьбы фермеров за свои права вызвано тем, что по законам штата Нью-Йорк, для того чтобы начать работы на территории, компании не обязательно получать согласие всех землевладельцев. Если владелец земельного участка не желает сдавать свои недра в аренду, штат начинает процесс под названием «обязательная интеграция» (compulsory integration). В результате такой обязательной интеграции разработчикам месторождений достаточно арендовать 60 % территории, не превышающей площади 640 акров (259 га), чтобы получить разрешение на бурение на всем участке. При этом владельцам оставшихся 40 % земли выплачивается роялти в размере 12,5 %³⁴¹ — гораздо меньше, чем если землевладелец согласился бы сдать свой участок в аренду.

Поэтому вопросы защиты окружающей среды стали для фермеров защитой от обязательной интеграции их земель под проекты по добыче сланцевого газа. Землевладельцы объединились в Объединенную коалицию (Joint Landowners Coalition)³⁴² для переговоров с газовыми компаниями.

Губернатор Дэвид Паттерсон распорядился провести государственную экологическую экспертизу, прежде чем давать разрешение на бурение. С этого поручения началось составление официальных правил и условий проведения гидроразрыва пласта в штате.

Паттерсон пытался примирить противоборствующие силы — промышленников и защитников окружающей среды. Первые утверждали, что штат много теряет, оставаясь в стороне от широко разворачивающейся сланцевой революции, что добыча газа из существующих в штате скважин падает, и теперь придется покупать газ у соседей из Пенсильвании. Вторые возражали: зато жители Нью-Йорка смогут продавать соседям чистую питьевую воду и при этом сохранят свои газовые запасы, которые могут быть извлечены позднее, когда для этого будут разработаны новые безопасные для окружающей среды технологии.

В декабре 2010 г. уходящий губернатор Дэвид Паттерсон выпустил два распоряжения. Первым он запретил гидроразрыв пласта в штате до 1 июля 2011 года, а вторым наложил вето на законопроект, предполагавший полный запрет на бурение газовых скважин. И в августе 2011, когда срок запрета истек,

³⁴¹ <http://www.newyorkgaslease.org/compulsoryintegration.html>

³⁴² <http://www.jlcny.org/site/index.php>

Департамент окружающей среды штата выпустил проект правил по предоставлению разрешений на использование гидроразрыва пласта.

Эти правила впервые были подготовлены еще в 2008 году и теперь подверглись серьезной доработке. Губернатор Эндрю Куомо (Andrew Cuomo), вступивший в должность в январе 2011 г., вынужден был находить выход из патовой ситуации. Во время предвыборной кампании он заявлял, что не будет поддерживать бурение, которое будет угрожать источникам питьевой воды в штате и что любое бурение в сланцах Марселлус должно быть безопасным для окружающей среды. Поэтому он отправил проект правил на очередную доработку. Окончательный срок предоставления документа истекал 29 ноября 2012 года.

По мере приближения срока, отведенного Департаменту охраны окружающей среды штата Нью-Йорк для представления проекта правил гидроразрыва пласта, обстановка накалилась. Активизировались различные лоббистские группы: официальный представитель Американского нефтяного института (API) заявил, что губернатор штата Эндрю Куомо должен отменить мораторий своей волей, не дожидаясь, пока экологи дадут свое заключение — потому что «жители штата Нью-Йорк ожидают, что добыча газа создаст новые рабочие места». Экологические организации, напротив, видели в задержке при подготовке доклада хороший знак: мораторий должен быть продолжен на неопределенный срок.

Wood Mackenzie, нанятая API в 2011 году, подсчитала, что в штате Нью-Йорк к 2015 году может быть создано более 47 тыс. новых рабочих мест, налоговые поступления штата достигнут 83 млн долларов в 2015 году и 456 млн долларов в 2030 г. Федеральные налоги достигнут составят соответственно 203 млн и более 3,5 млрд долларов в год. А в целом штат до 2030 года получит приблизительно 4 млрд долларов налогов от добычи сланцевого газа.

В конце ноября 2012 года Департамент охраны окружающей среды штата Нью-Йорк (The New York State Department of Environmental Conservation, DEC) опубликовал для рассмотрения общественности и для публичных комментариев новые предложения по правилам проведения гидроразрыва пласта в штате. В декабре 2012 г. начали поступать публичные комментарии к документу; комментарии принимались онлайн³⁴³, оставлять комментарии могли как граждане, так и представители организаций. Комментарии принимались до 17:00 по местному времени 11 января 2013 г.

Руководители природоохранных организаций, таких как Ассоциация «Жители Нью-Йорка против гидроразрыва» (New Yorkers Against Fracking)³⁴⁴ и «Нью-Йоркская группа по изучению общественных интересов» (New York Public Interest Research Group)³⁴⁵ призывали каждого из своих сторонников оставлять комментарии ежедневно, поскольку если всего тысяча человек оставит по 30 комментариев, то получится уже 30 тысяч — такие цифры казались

³⁴³ <http://www.dec.ny.gov/energy/76838.html>

³⁴⁴ <http://nyagainstfracking.org/>

³⁴⁵ <http://www.nypirg.org/enviro/toxics/drilling/>

организаторам ясным выражением общественных интересов, против которого нефтегазовое лобби не найдет возражений.

В 2011 году DEC получил более 66 тысяч откликов и комментариев на первый вариант правил. Свои комментарии прислали обладатели прав на добычу минеральных ресурсов, федеральные органы власти, агентства штата и местного уровня, природоохранные организации, коалиции землевладельцев, представители промышленности, законодатели. Тогда чиновники Департамента обобщили эти отклики³⁴⁶ и на их основе сделали новый проект документа.

В 2012 г., после проведения многочисленных доработок и публикации очередной версии проекта правил проведения гидроразрыва, Департамент охраны окружающей среды получил очередные десятки тысяч комментариев от общественности. Общее число комментариев превышало 260 тысяч³⁴⁷.

Решение на основании этих документов и комментариев принимать никто не решился. Губернатор Куомо поставил вопрос о возможном вреде гидроразрыва для здоровья населения и поручил подготовить доклад на эту тему главному врачу штата, главе Департамента охраны здоровья доктору Нираву Шаху (Nirav Shah).

Доктор Нирав Шах, занимавший пост главного врача штата Нью-Йорк с 2011 г., вынужден был уволиться в апреле 2014 г., но не стал заявлять о вредности гидроразрыва пласта для здоровья населения. Исследование о влиянии гидроразрыва на здоровье³⁴⁸ подписал его заместитель, доктор Говард Цукер, назначенный исполнять обязанности главы департамента³⁴⁹. Доктор Цукер объяснил в преамбуле к документу, что изучил много данных, и у него остались вопросы, на которые не было ответов. Тогда доктор Цукер задал вопрос самому себе: хотел бы он, чтобы его семья жила в месте, где проводится гидроразрыв пласта? Ответ был очевиден: нет, не хотел бы. Тогда он и пришел к выводу о вреде гидроразрыва³⁵⁰.

В 2015 году отрицательное заключение дал глава Департамента охраны окружающей среды штата Нью-Йорк Джо Мартенс (Commissioner Joe Martens)³⁵¹, после чего губернатор Куомо принял окончательное решение о запрете гидроразрыва пласта в штате Нью-Йорк.

В случае моратория на гидроразрыв пласта в штате Нью-Йорк сбор публичных комментариев стал пустой формальностью — в расчет они приняты не были. Решение об окончательном запрете гидроразрыва принималось под административным давлением губернатора штата: официальные регулирующие органы штата даже не стали подводить под свои рекомендации научную или социальную базу.

³⁴⁶ http://www.dec.ny.gov/docs/administration_pdf/soaopc.pdf

³⁴⁷ <http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>

³⁴⁸ http://www.health.ny.gov/press/reports/docs/high_volume_hydraulic_fracturing.pdf

³⁴⁹ <https://www.health.ny.gov/commissioner/bio/>

³⁵⁰ http://www.health.ny.gov/press/releases/2014/2014-12-17_fracking_report.htm

³⁵¹ <http://www.dec.ny.gov/press/100055.html>

Глава 29. Энергетика и климат

М.А. Юлкин

Одним из главных вызовов, с которыми сталкивается человечество на современном этапе, является глобальное изменение климата, вызванное повышением концентраций в атмосфере парниковых газов — углекислый газ, метан, закись азота, некоторые фтористые соединения (гидрофторуглероды, перфторуглероды, гексафторид серы и трифторид азота) — в результате осуществления самим человеком хозяйственной и иной деятельности. По данным Всемирной метеорологической организации (ВМО), концентрация углекислого газа в атмосфере повысилась за последние 150 лет в 1,46 раза, метана — в 2,57 раза, закиси азота — в 1,23 раза³⁵². Наблюдаемые уровни концентрации указанных газов в атмосфере являются самыми высокими, как минимум, за последние 800 тыс. лет (по другим данным, за последние 3–5 млн лет)³⁵³. Средняя температура поверхности Земли поднялась благодаря этому на 1,0 °C и продолжает расти беспрецедентно высокими темпами³⁵⁴.

Помимо роста средней температуры, приметами глобального изменения климата являются также более высокие темпы потепления у полюсов по сравнению с экватором, повышение в связи с этим нервозности климата (т.е. увеличение частоты (повторяемости), силы и продолжительности неблагоприятных и опасных гидрометеорологических явлений, таких как ураганы, наводнения, засухи, волны холода и жары, лесные пожары, т.д.), таяние ледников и вечной мерзлоты, увеличение теплосодержания и повышение уровня Мирового океана. Эти явления приводят к необратимым изменениям окружающей среды, создают серьезнейшие риски и угрозы для экономики и населения. Неслучайно авторы ежегодных докладов о глобальных рисках третий год подряд ставят риски экстремальных погодно-климатических явлений на первое место по вероятности наступления и на второе по разрушительной силе (после оружия массового поражения)³⁵⁵.

Экономический ущерб от изменения климата оценивается сегодня в \$ 1,2 трлн в год (в ценах 2012 г.), или в 1,6 % мирового ВВП. Если тренд сохранится, то к 2030 г. сумма ущерба возрастет в среднем до 3,2 % ВВП, а в беднейших

³⁵² См. WMO Greenhouse Gas Bulletin No. 14: The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2017. — WMO, 22 November 2018 (https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=5455)

³⁵³ См. <https://www.bbc.com/news/science-environment-46289829>

³⁵⁴ См. https://pubs.giss.nasa.gov/docs/2010/2010_Hansen_ha00510u.pdf.

³⁵⁵ См. http://www3.weforum.org/docs/WEF_Global_Risks_Report_2019.pdf. Так, в 2017 г. ущерб от стихийных бедствий погодно-климатического характера, превысил 93% от общей суммы ущерба, причиненного всеми стихийными бедствиями, вместе взятыми, и составил в целом по миру \$330 млрд. (см. <http://daraint.org/wp-content/uploads/2012/09/CVM2ndEd-FrontMatter.pdf>).

и наиболее уязвимых странах — до 11 % ВВП³⁵⁶. Одно только повышение уровня Мирового океана, вызванное глобальным изменением климата, способно нанести ущерб на сумму порядка \$ 13 трлн в год³⁵⁷. Десятки миллионов человек лишатся крова и будут испытывать нехватку продовольствия, сотням миллионов будет угрожать малярия и другие опасные инфекционные заболевания, несколько миллиардов человек столкнутся с дефицитом пресной воды.

Значительный вклад в глобальное изменение климата вносит энергетика. Сжигание ископаемого углеродсодержащего топлива (каменный и бурый уголь, торф, сланцы, нефть, мазут, дизельное топливо, другие нефтепродукты, природный и попутный газ, т. д.) для выработки энергии сопровождается выбросами в атмосферу углекислого газа, метана и закиси азота³⁵⁸. Дополнительными источниками выбросов парниковых газов являются добыча указанного ископаемого топлива, его подготовка (обогащение), транспортировка, распределение и хранение. В целом, на долю источников, связанных, так или иначе, с использованием ископаемого углеродсодержащего топлива для энергетических целей, включая все звенья соответствующей технологической цепочки, начиная от добычи исходного сырья, приходится порядка 70 % антропогенных выбросов парниковых газов³⁵⁹.

Учитывая растущие материальные потери, риски и угрозы, мировое сообщество предпринимает в последнее время все более решительные действия для смягчения неблагоприятных изменений климата. Режим чрезвычайного положения в климатической сфере (climate emergency) объявили уже более 1 тыс. юрисдикций в 19 странах мира³⁶⁰. В августе 2019 г. о чрезвычайном положении в климатической сфере говорил Генеральный секретарь ООН Антониу Гутерриш³⁶¹.

ЦЕЛИ ПАРИЖСКОГО СОГЛАШЕНИЯ

Для энергетики это означает отказ от ископаемого органического топлива и переход на безуглеродные источники энергии, прежде всего на ВИЭ. Этот процесс получил общее название «энергетический переход».

Этой цели служит Парижское соглашение, принятое на 21-й Конференции сторон РКИК в г. Париже (Франция) 12 декабря 2015 г. и вступившее в силу

³⁵⁶ См. <http://daraint.org/wp-content/uploads/2012/09/CVM2ndEd-FrontMatter.pdf>

³⁵⁷ См. <http://tass.ru/nauka/5350549>

³⁵⁸ Выбросы углекислого газа от сжигания биомассы и полученного на ее основе биотоплива считаются климатически нейтральными. Однако это не касается выбросов метана и закиси азота.

³⁵⁹ Например, в России в 2017 г. выбросы от этих источников обеспечили 78,9% суммарных антропогенных выбросов парниковых газов без учета земле- и лесопользования, а если исключить транспорт, то 67,3% (см. <https://unfccc.int/documents/194822>).

³⁶⁰ См. <https://climateemergencydeclaration.org/climate-emergency-declarations-cover-15-million-citizens/>

³⁶¹ См. <https://news.un.org/en/story/2019/08/1044921>

4 ноября 2016 г., менее чем через год после принятия. По состоянию на август 2019 г. соглашение подписали все участники РКИК (196 стран + ЕС) и ратифицировали 185 участников (184 страны + ЕС), на долю которых в совокупности приходится более 90 % глобальных антропогенных выбросов парниковых газов³⁶².

Формально Парижское соглашение должно заменить Киотский протокол по истечении срока его действия в 2020 г., однако из-за слабости последнего соглашение фактически уже работает (служит ориентиром и руководством к действию для всех участников) с момента вступления в силу.

Соглашение устанавливает конечную цель — удержать рост средней температуры в пределах заведомо ниже 2 °С (а по возможности не выше 1,5 °С) от доиндустриального уровня, и требует от всех участников как можно скорее выйти на пик выбросов ПГ и приступить к их абсолютному сокращению в глобальном масштабе с тем, чтобы во второй половине XXI века достичь равновесия между антропогенными выбросами парниковых газов и их поглощением (абсорбцией) из атмосферы, т. е. свести нетто-выбросы к нулю.

Достижению указанных целей должны способствовать перевод экономики на путь низкоуглеродного развития³⁶³ и переориентация финансовых потоков в пользу отраслей и технологий, характеризующихся низким уровнем выбросов парниковых газов³⁶⁴.

При этом допускаются совместные действия сторон по смягчению климатических изменений путем реализации совместных проектов с передачей части достигнутого эффекта в виде соответствующих углеродных единиц — ИТМО, от той страны, на территории которой осуществлялся проект, другой стране, которая предоставила для этого необходимые средства и/или технологии. Этот механизм обозначен в соглашении как «механизм устойчивого развития».

Предусмотрены и нерыночные механизмы сотрудничества — прежде всего, обмен опытом и передача технологий, а также меры по адаптации к изменению климата. Наиболее развитые страны из Приложения 2 РКИК обязались, кроме того, оказывать развивающимся странам помощь в осуществлении мер по смягчению изменений климата и адаптации к ним на сумму не менее 100 млрд долларов в год, в том числе через Зелёный климатический фонд (Green Climate Fund), созданный в 2010 г.³⁶⁵

В докладе МГЭИК, опубликованном в 2018 г., указывается, что повышению средней температуры на 2 °С соответствует бюджет будущих выбросов СО₂ в размере 1 170 млрд тонн, включая еще не посчитанные на тот момент выбросы 2018 г., а росту средней температуры на 1,5 °С — бюджет будущих

³⁶² По состоянию на конец августа 2019 г., к Парижскому соглашению не присоединились: Ангола, Ирак, Иран, Йемен, Кыргызстан, Ливан, Ливия, Россия, Турция, Эритрея, Южный Судан.

³⁶³ См. подпункт б) пункта 1 статьи 2 Парижского соглашения.

³⁶⁴ См. подпункт с) пункта 1 статьи 2 Парижского соглашения.

³⁶⁵ Россия ни к той, ни к другой категории стран не относится.

выбросов CO₂ в размере 420 млрд тонн. Чтобы уложиться в этот бюджет, необходимо к 2030 г. сократить глобальные антропогенные выбросы CO₂ на 10–20 % относительно уровня 2010 г. и по возможности исключить их поступление в атмосферу к 2075 г. А если за ориентир принять рост температуры на 1,5 °C, то нужно к 2030 г. сократить глобальные антропогенные выбросы CO₂ на 40–60 % и выйти в ноль к 2050 г. Выбросы остальных парниковых газов (метана, закиси азота, т.д.), а также черного углерода (сажи) также необходимо существенно сократить, хотя и в меньшей степени³⁶⁶.

Более 190 стран представили в Секретариат РКИК предварительные оценки своих вкладов в смягчение климатических изменений — INDC, на период до 2025 (2030) г.³⁶⁷ Климатические цели, заявленные наиболее крупными развитыми и развивающимися странами, в том числе Россией, приведены ниже в Табл. 29.1.

Таблица 29.1. Примеры заявленных национальных целей по сокращению выбросов и увеличению абсорбции парниковых газов на период до 2025 (2030) г.

Страны	Заявленные предварительные цели (вклады) на период до 2025 (2030) г.
Промышленно развитые страны:	
США	К 2025 г. сократить выбросы ПГ на 26–28 % от уровня 2005 г.
Канада	К 2030 г. сократить выбросы ПГ на 30 % от уровня 2005 г.
Германия	К 2030 г. сократить выбросы ПГ не менее чем на 40 %, а по возможности — на 55 %, от уровня 1990 г.
Франция	К 2030 г. сократить выбросы ПГ на 40 % от уровня 1990 г.
Норвегия	К 2030 г. сократить выбросы ПГ на 40 % от уровня 1990 г.
Россия	К 2030 г. сократить выбросы ПГ до уровня 70–75 % от объема выбросов 1990 г. при условии максимального учета поглощающей способности лесов
Крупнейшие развивающиеся страны:	
Бразилия	К 2025 г. сократить выбросы ПГ на 37 % от уровня 2005 г.
Мексика	К 2030 г. сократить выбросы ПГ на 22–36 % от базовой линии.
Китай	К 2030 г. сократить удельные выбросы ПГ на 1 долл. ВВП на 60–65 % относительно 2005 г. с выходом на пик по абсолютной величине выбросов ПГ не позднее 2030 г.

³⁶⁶ См. http://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf

³⁶⁷ См. http://unfccc.int/focus/indc_portal/items/8766.php. Сами планы размещены на сайте Секретариата РКИК по адресу: www4.unfccc.int/submissions/indc/Submission%20Pages/submissions.aspx.

Эти цели не обеспечивают выход на траекторию глобального сокращения выбросов, которая позволяла бы гарантированно удержать рост средней температуры к концу столетия в пределах 2°C, не говоря уже про 1,5°C. Поэтому во многих странах развернулась кампания за ужесточение показателей сокращения выбросов при разработке и утверждении окончательной версии национальных вкладов в смягчение климатических изменений (NDC). Можно ожидать, что, по крайней мере, в некоторых из них цели будут пересмотрены в сторону большего сокращения выбросов.

Долгосрочные стратегии низкоуглеродного развития на период до середины XXI века представили в Секретариат РКИК 12 стран: США, Канада, Мексика, Германия, Франция, Великобритания, Япония, Чехия, Украина, Маршалловы острова, Фиджи и Бенин.³⁶⁸ Согласно представленным документам, США и Канада планируют к 2050 г. сократить выбросы ПГ на 80 % относительно 2005 г., Франция — на 75 % относительно 1990 г., Великобритания и Япония — на 80 % относительно 1990 г., Германия — на 80–95 % относительно 1990 г. (Табл. 28.2).

В некоторых странах долгосрочные климатические цели закреплены в национальном законодательстве. Так, Голландия должна, по закону, сократить свои выбросы ПГ относительно 1990 г. на 49 % к 2030 г. и на 95 % к 2050 г.³⁶⁹ В Норвегии закон требует обеспечить климатическую нейтральность (выбросы ПГ в атмосферу не превышают их поглощения из атмосферы) к 2030 г., в Финляндии — к 2035 г., в Швеции — к 2045 г., в Новой Зеландии — к 2050 г. А совсем недавно Великобритания и Франция пересмотрели ранее установленные ими в долгосрочных стратегиях цели и приняли законы, предусматривающие снижение выбросов ПГ к 2050 г. до уровня климатической нейтральности (Табл. 28.2).

Климатические цели, предусматривающие декарбонизацию экономики и переход на низкоуглеродный путь развития, ставят и субнациональные образования. Так, Пуэрто-Рико намеревается снизить выбросы на 50 % в ближайшие пять лет. В 2018 г. губернатор Калифорнии Джерри Браун подписал закон о декарбонизации экономики штата к концу 2045 г. По итогам глобального климатического форума, проходившего 12–14 сентября 2018 г. в Сан-Франциско, более 100 городов и регионов объявили о намерении добиться климатической нейтральности к 2050 г., в том числе Лос-Анджелес, Токио, Мехико, Хельсинки и др.

Не остался в стороне и корпоративный сектор. Более 2,4 тыс. компаний включили цели по сокращению выбросов парниковых газов в свои корпоративные стратегии. Есть среди них и российские компании: Газпром, Лукойл, Полиметалл, ОК Русал, Сибур, Архангельский ЦБК, Ростелеком, Ревада и Арнест Групп.

³⁶⁸ См. http://unfccc.int/focus/long-term_strategies/items/9971.php

³⁶⁹ См. <http://phys.org/news/2018-12-dutch-lawmakers-ambitious-law-emissions.html>

Таблица 29.2. Долгосрочные стратегии низкоуглеродного развития некоторых стран на период до середины XXI в.

Страны	Стратегии низкоуглеродного развития
Стратегии, представленные в Секретариат РКИК	
США	К 2050 г. сократить выбросы ПГ на 80 % от уровня 2005 г.
Канада	К 2050 г. сократить выбросы ПГ на 80 % от уровня 2005 г.
Мексика	К 2050 г. сократить выбросы ПГ на 50 % от базовой линии
Германия	К 2050 г. сократить выбросы ПГ на 80–95 % от уровня 1990 г.
Франция	К 2050 г. сократить выбросы ПГ на 75 % от уровня 1990 г.
Великобритания	К 2050 г. сократить выбросы ПГ на 80 % от уровня 1990 г.
Чехия	К 2040 г. сократить выбросы ПГ до уровня 70 млн тонн CO ₂ -экв. (35 % от уровня 1990 г.), а к 2050 г. — до уровня 39 млн тонн CO ₂ -экв. (20 % от уровня 1990 г.)
Украина	К 2050 г. сократить выбросы ПГ на 64–69 % от уровня 1990 г.
Стратегии, утвержденные национальным законодательством	
Нидерланды	К 2050 г. сократить выбросы ПГ. на 95 % от уровня 1990 г
Норвегия	Достижение климатической нейтральности к 2030 г.
Финляндия	Достижение климатической нейтральности к 2035 г.
Швеция	Достижение климатической нейтральности к 2045 г.
Великобритания	Достижение климатической нейтральности к 2050 г.
Франция	Достижение климатической нейтральности к 2050 г.
Новая Зеландия	Достижение климатической нейтральности к 2050 г.

ГЛОБАЛЬНАЯ ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД

Для сокращения выбросов парниковых газов необходимо снижать энергоёмкость производства и потребления благ, повышать эффективность использования топлива для выработки энергии, уменьшать выбросы парниковых газов при производстве топлива и энергии, а также не связанные с энергией выбросы при производстве и потреблении благ.

Однако снижение энергоёмкости и повышение энергоэффективности не обязательно ведут к абсолютному сокращению выбросов парниковых газов. Уменьшение удельного расхода энергии при производстве и (или) потреблении благ часто позволяет расшить узкое место и за счёт этого производить или потреблять больше благ при тех же затратах энергии, что может привести

к росту выбросов ПГ за счет вовлечения в оборот дополнительных ресурсов. То же и с эффективностью использования топлива для выработки энергии. В большинстве случаев производители склонны не столько снижать расход топлива, сколько наращивать выработку энергии при том же расходе топлива или даже с увеличением расхода топлива, если на эту энергию есть спрос. В результате этого выбросы не только не уменьшаются, а с большой вероятностью еще и возрастут.

Это не значит, что повышением энергоэффективности и снижением энергоёмкости не надо заниматься. Обязательно надо. Но наряду с этим нужны меры, которые позволят сократить выбросы ПГ даже при росте потребления благ и энергии.

Таковыми мерами являются:

- переход на низкоуглеродные и безуглеродные виды топлива и источники энергии;
- использование низкоуглеродных и более износостойких материалов, а также материалов, производимых из возобновляемого сырья (например, из древесины);
- ресурсосбережение (т.е. снижение расхода всех видов ресурсов на производство продукции, рекуперация и использование отходов и вторичных ресурсов);
- улавливание и захоронение либо использование углекислого газа и других парниковых газов.

Основные усилия по сокращению выбросов парниковых газов предпринимаются сегодня в секторе энергетики. Это объясняется не только тем, что на энергетические источники приходится львиная доля выбросов ПГ, но и тем, что у традиционных технологий получения энергии на основе сжигания ископаемого топлива есть понятная низкоуглеродная альтернатива — получение энергии из ВИЭ и биотоплива. Помимо выбросов парниковых газов от сжигания топлива, переход на ВИЭ и биотопливо позволяет также сократить выбросы, связанные с добычей, переработкой и транспортировкой ископаемого сырья, и тем самым добиваться двойного эффекта.

В докладе МГЭИК 2018 г. указывается, что для удержания роста средней температуры в пределах 1,5 °С доля ВИЭ в выработке электроэнергии должна возрасти к концу 2050 г. до 70–85 %, при этом доля природного газа должна снизиться до 8 % (от 3 до 11 % по разным сценариям), а доля угля уменьшится практически до 0 % (0–2 %), да еще и при условии применения технологий улавливания и хранения CO₂ (CCS),

Первой о переводе своей энергетики полностью на ВИЭ к 2030 г. заявила Норвегия. Швеция планирует перевести свою электроэнергетику на ВИЭ к 2040 г., Дания и Германия — к 2050 г. Их примеру готовы последовать 48 наиболее уязвимых развивающихся стран из Азии, Африки, Латинской Америки, Карибского и Тихоокеанского регионов, в том числе Кения, Коста-Рика,

Танзания, Бангладеш, Вьетнам, Камбоджа, Эфиопия и др. Соответствующее заявление было сделано ими на Конференции сторон РКИК в Марракеше (Марокко) в 2016 г.

Китай планирует к 2050 г. увеличить долю ВИЭ до 60 %, Дубай — как минимум до 75 %. Индия отказалась от планов строительства новых угольных станций в пользу солнечных, которые не только чище, но уже и дешевле, и планирует к 2030 г. довести установленную мощность ВИЭ-генерации как минимум до 500 ГВт.

Саудовская Аравия планирует в долгосрочной перспективе переключиться из экспортера нефти в поставщика солнечной энергии. Экспортировать солнечную энергию в Европу намерены также Тунис (здесь строится одна из крупнейших в мире солнечных станций установленной мощностью 4,5 ГВт)³⁷⁰ и Марокко (термальная СЭС пиковой мощностью 580 МВт строится в 10 км от города Варзат).³⁷¹

На субнациональном уровне ближе всех к цели Шотландия, которая предполагает завершить переход на ВИЭ к концу 2020 г. Чикаго перейдет на ВИЭ к 2025 г., Атланта и Массачусетс — к 2035 г., Гавайи и Калифорния — к 2045 г., Пуэрто-Рико — к 2050 г. Лас Вегас уже сегодня обеспечивает 100 % своих потребностей в электроэнергии за счет ВИЭ. В 2018 г. вновь избранные губернаторы штатов Иллинойс, Колорадо, Мэн, Невада и Нью-Мексико объявили о намерении внести в местное законодательство норму о переходе на ВИЭ. В частности, Колорадо планирует перейти на ВИЭ к 2040 г. Остальные штаты пока не определились с окончательными целями, а в ближайших планах штатов Иллинойс и Невада увеличить долю ВИЭ до 25 % к 2025 г.³⁷²

О готовности полностью перейти на ВИЭ объявили недавно главы 58 американских городов, откликнувшись на призыв старейшей неправительственной экологической организации США «Сьерра Клуб» (*The Sierra Club*), основанной в 1892 г.³⁷³ В Великобритании более 90 городов поддержали инициативу о переходе на ВИЭ к 2050 г.³⁷⁴ Собираются перейти на ВИЭ скандинавские города Осло, Хельсинки, Стокгольм, Копенгаген. А шведский город Мальме уже использует зеленую энергию. По данным CDP, более 100 городов в мире получают основную часть (не менее 70 %) электроэнергии от ВИЭ, а 42 города — 100 %.³⁷⁵

³⁷⁰ См. <https://hightech.fm/2017/09/11/saharan-power-to-europe>

³⁷¹ См. <https://ecotechnica.com.ua/energy/solntse/1791-gigantskaya-solnechna-ferma-v-marokko-budet-snabzhat-energiej-evropu.html>

³⁷² См. http://renen.ru/five-new-us-governors-are-aimed-at-a-complete-transition-of-their-states-to-renewable-energy/?fbclid=IwAR1TGuKslE92NjU5d8RB90myra_4BzryUP-jTS2tn-7APb6WWRHl-HFElj4I

³⁷³ См. https://impact.vice.com/en_us/article/kzn3an/with-50-us-cities-committed-to-100-percent-clean-energy-2018-presents-new-renewable-challenges?utm_campaign=sharebutton

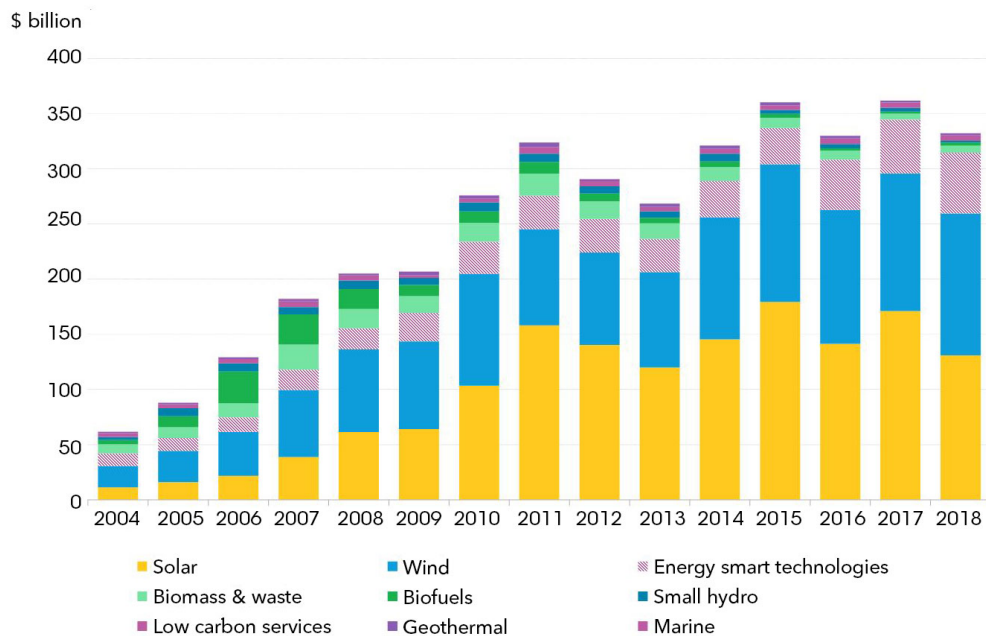
³⁷⁴ См. <https://www.uk100.org/>

³⁷⁵ См. <https://www.theguardian.com/cities/2018/feb/27/cities-powered-clean-energy-renewable>

Многие крупные компании сделали переход на ВИЭ составной частью своей климатической и энергетической стратегии. В группу RE 100, которая объединяет компании, выступающие за обеспечения своих энергетических потребностей полностью за счет ВИЭ, входят такие известные мировые бренды, как IKEA, Facebook, General Motors, Google, Goldman Sachs, H&M, HP, HSBC, Microsoft, Sony, Unilever, Vestas, Walmart и другие. Всего на сегодняшний день в группу входят 156 компаний.³⁷⁶

За 10 лет с 2009 г. в зелёную энергию в целом по миру было вложено \$ 3,07 трлн из них более \$ 1 трлн. — в последние три года (Рис. 29.1). Инвестиции в основном идут на развитие ВИЭ-энергетики (включая получение биоэнергии) и умных энергоэффективных технологий.³⁷⁷

Global new investment in clean energy



Source: BloombergNEF

Рисунок 29.1. Глобальные инвестиции в зеленую энергию, млрд долл. США в год

Источник: <https://about.bnef.com/blog/clean-energy-investment-exceeded-300-billion-2018/>

³⁷⁶ См. <http://there100.org/companies>

³⁷⁷ См. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Clean-Energy-Investment-Trends-2018.pdf>

Абсолютным лидером по объему инвестиций в развитие энергетики на основе ВИЭ является Китай. В 2018 г. в ВИЭ-энергетику Китая было вложено \$ 100,1 млрд или почти треть от общего объема инвестиций в отрасль. В ЕС инвестиции в зеленую энергетику составили \$ 74,5 млрд в США — \$ 64,2 млрд всего по миру — \$ 332,1 млрд³⁷⁸

С 2012 г. более половины прироста генерирующих мощностей в мире приходится на объекты ВИЭ-энергетика. В 2018 г. их доля в приросте мощностей мировой электроэнергетики достигла 65 %.³⁷⁹ Это значит, что на каждый дополнительный мегаватт генерирующей мощности на ископаемом топливе ВИЭ-энергетика отвечала двумя.

К концу 2018 г. установленная мощность генерирующих станций на основе ВИЭ в мире составила 1 246 ГВт (без учета ГЭС). Примерно треть этой мощности сосредоточена в Китае (404 ГВт), около четверти — в странах ЕС (339 ГВт), в том числе в Германии — 113 ГВт. На долю США приходится 180 ГВт. В 2018 г. на объектах ВИЭ-энергетики было выработано 10,5 % произведенной в мире электроэнергии, в 2 раза больше, чем в 2004 г.³⁸⁰

ВЫЗОВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РОССИИ

За период после 1990 года Россия добилась самого большого сокращения выбросов парниковых газов среди всех стран мира. Согласно официальным данным, выбросы ПГ с учетом ЗИЗЛХ сократились к 2017 г. на 49,3 % (Рис. 29.2) до 1,58 млрд тонн CO₂-экв. (2,16 млрд тонн CO₂-экв. без учета ЗИЗЛХ).³⁸¹

Главными факторами снижения выбросов ПГ стали сжатие экономики на 44,5 % в 1990-е годы, падение производства и, соответственно, ВВП под влиянием экономических кризисов 2009 г. и 2012 г., а также замедление экономического роста после 2014 г. Всего за период с 1990 по 2017 гг. ВВП России вырос менее чем на 20 %.³⁸²

Наряду с этим, важную роль сыграли качественные изменения в экономике, такие, как увеличение доли неэнергоемких отраслей (оптовая и розничная торговля, сфера услуг, финансовый сектор, управление, т. д.), замещение угольной генерации газовой (прежде всего, в европейской части страны), энергосбе-

³⁷⁸ Там же

³⁷⁹ См. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf

³⁸⁰ Там же

³⁸¹ **Для сравнения:** Великобритания за это же время сократила выбросы ПГ на 42 %, Германия — на 27,5 %, Швеция — на 25 %, США сначала нарастили выбросы, но затем вернулись на уровень 1990 г. (в 2017 г. они превышали выбросы 1990 г. с учетом ЗИЗЛХ всего на 1,3 %), Китай увеличил выбросы ПГ в 4,5 раза.

³⁸² **Для сравнения:** ВВП Великобритании увеличился за тот же период на 70 %, Германии — на 51,2 %, Швеции — на 77 %, США — на 93 %, ВВП Китая — более чем в 11,5 раза (рассчитано по данным Всемирного банка, см. <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD>).

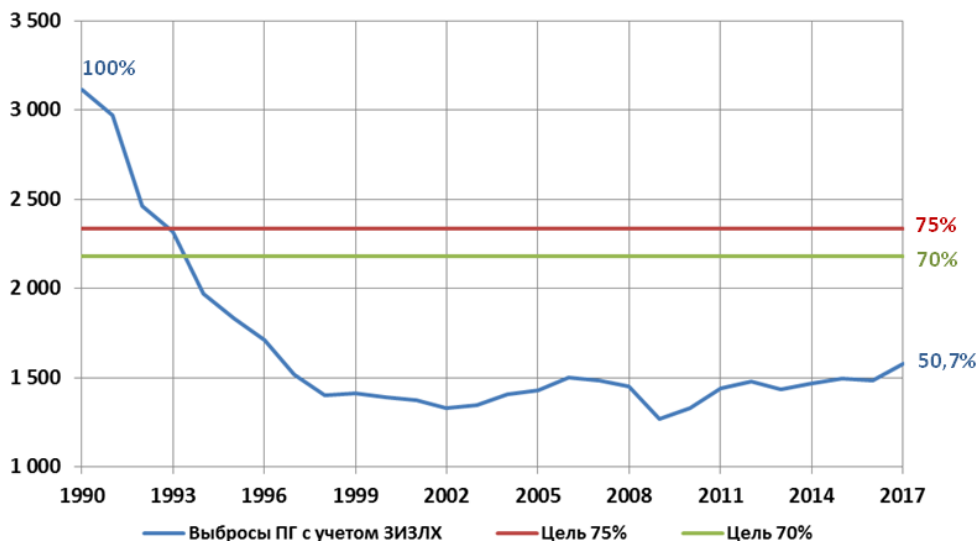


Рисунок 29.2. Выбросы ПГ России в 1990–2017 гг. и цели по их сокращению к 2030 г., млн тонн CO₂-экв.

Источник: график построен автором по официальным данным о выбросах и поглощении ПГ в Российской Федерации за 2017 г. (см. <https://unfccc.int/documents/194822>)

режение, повышение энергоэффективности, использование местных и вторичных видов топлива и источников энергии в ряде отраслей промышленности (черная и цветная металлургия, целлюлозно-бумажная, нефтегазовая, нефтехимическая и химическая промышленность, деревообработка, т.д.). Все вместе они привели к снижению углеродоемкости ВВП России на 57,7 % относительно 1990 г.³⁸³

Однако добиться декарбонизации (роста ВВП при абсолютном сокращении выбросов ПГ), как, например, в Германии, Швеции и Великобритании, не удалось. Поэтому при росте ВВП выбросы ПГ в России по-прежнему растут, хотя и меньшими темпами, и только при падении производства сокращаются. При этом в расчете на 1 долл. ВВП по ППП Россия выбрасывает в 2,5 раза больше парниковых газов, чем в среднем страны ЕС, и в 1,5 раза больше, чем США, превышая среднемировой показатель в 1,35 раза.³⁸⁴

³⁸³ Для сравнения: Углеродоемкость ВВП Великобритании снизились за тот же период на 65,8 %, Германии — на 52,1 %, Швеции — на 57,6 %, США — на 47,5 %, Китая — на 60,8 %.

³⁸⁴ См. <https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PP.GD.KD?end=2014&start=1990&view=chart> При этом справедливости ради следует отметить, что у ряда стран удельные выбросы ПГ выше, чем у России. К ним относятся, например, Босния и Герцеговина, Иран, Китай, Ливия, Монголия, Казахстан, Кыргызстан, Узбекистан, Туркменистан, Тринидад и Тобаго, Украина, Эстония и еще несколько стран (см. там же).

В 2009 г. президентом России была утверждена Климатическая доктрина РФ,³⁸⁵ а в 2013 г. установлена внутренняя цель по сокращению выбросов ПГ к 2020 г. до уровня не более 75 % от выбросов ПГ 1990 г.,³⁸⁶ что можно считать шагом вперед по сравнению с Киотским протоколом, в котором обязательство России определялось как ограничение выбросов ПГ уровнем 1990 г. В 2016 г. российский представитель подписал Парижское соглашение, принятое на 21-й Конференции сторон РКИК, а затем Правительством РФ был утвержден План реализации комплекса мер по совершенствованию государственного регулирования выбросов парниковых газов и подготовки к ратификации Парижского соглашения.³⁸⁷ В качестве возможной ближайшей климатической цели России в рамках реализации Парижского соглашения названо сокращение выбросов ПГ до уровня 70–75 % от выбросов 1990 г. при условии максимального учета поглотительной способности лесов.

В 2019 г. Министерство природных ресурсов и экологии РФ (Минприроды РФ) подготовило необходимые документы о ратификации Парижского соглашения и внесло их в Правительства РФ. Одновременно с этим Министерством экономического развития РФ (Минэкономразвития РФ) был подготовлен законопроект о регулировании выбросов ПГ, который предусматривает установление предельных разрешенных уровней выбросов ПГ для наиболее крупных предприятий-эмитентов и взимание платы (сбора) за выбросы ПГ сверх разрешенных уровней с направлением собранных средств на цели сокращения выбросов, в том числе через поддержку соответствующих проектов. По заказу Минэкономразвития РФ разрабатывается Долгосрочная стратегия развития России с низким уровнем выбросов ПГ, рассчитанная на период до середины века.

Ранее Минприроды РФ утвердило ряд методических документов и руководств по учету выбросов ПГ и отчетности на уровне хозяйствующих субъектов (предприятий, компаний и их филиалов) и субъектов федерации (регионов). Кроме того, Росстандартом РФ утверждены стандарты подготовки и верификации отчетности компаний о выбросах ПГ и об углеродном следе производимой ими продукции, основанные на международных стандартах ИСО, — ГОСТ Р ИСО 14064–1:2007, ГОСТ Р 56276–2014/ISO/TS 14067:2013 и ГОСТ Р 56267–2014/ISO/TR 14069:2013.

Несмотря на это дискуссия о необходимости и целесообразности ратификации Парижского соглашения, сокращения выбросов ПГ и их регулирования продолжается в России до сих пор. Основной акцент при этом делается на оценку возможных социально-экономических последствий (рисков) ратификации соглашения для России.

Между тем, такая постановка вопроса представляется некорректной. Последствия, и весьма существенные, для России будет иметь не ратификация

³⁸⁵ См. <http://kremlin.ru/events/president/news/6365>

³⁸⁶ См. <http://kremlin.ru/acts/bank/37646>

³⁸⁷ См. <http://government.ru/docs/25221/>

Парижского соглашения, а глобальный переход к низкоуглеродному развитию, который поддержало большинство стран, уже присоединившихся к соглашению, в том числе наши партнеры на Западе и на Востоке. Этот переход не оставляет места для ископаемого органического топлива (уголь, нефть, природный газ), которое является основой российского экспорта. Осуществляемые странами — участниками соглашения политика и меры по сокращению выбросов ПГ для смягчения климатических изменений создают режим наибольшего благоприятствования для развития и широкого использования зеленых, низкоуглеродных технологий, видов топлива и источников энергии, одновременно делая невыгодным и даже неэтичным применение ископаемых видов топлива и соответствующих технологий, которые в этом контексте воспринимаются как грязные.

Этот процесс идет и будет идти независимо от того, присоединится Россия к Парижскому соглашению или нет. И рано или поздно он приведет к снижению спроса на российское ископаемое топливо в мире.

Дело в том, что сжигание потребителями в странах-импортерах ископаемого топлива из России дает в совокупности порядка 2 млрд тонн CO_2 -экв. в год выбросов парниковых газов.³⁸⁸ Причем по этому показателю Россия превосходит все другие страны-экспортеры ископаемого топлива.³⁸⁹ Ясно, что при переходе к низкоуглеродной модели развития и реализации в странах-импортерах политики и мер, направленных на сокращение выбросов ПГ, потребление этого топлива, а значит, и его импорт из России, будут постепенно падать. По прогнозу Центра энергетики Бизнес-школы Сколково и ИнЭИ РАН, опубликованному в 2019 г., к 2040 г. объем экспорта ископаемого топлива из России может в физическом выражении упасть на 15 %, а в денежном выражении — на 17 %.³⁹⁰ Но есть и более радикальные оценки.

Заместить выпадающие объемы экспорта увеличением внутренних поставок никакой возможности нет. Значит, вслед за экспортом неизбежно упадет добыча. И падение это может быть катастрофическим, учитывая, что на экспорт поставляется 70 % добываемой в России нефти, 45 % добываемого угля

³⁸⁸ Рассчитано автором по данным об экспорте угля, нефти, нефтепродуктов и природного газа из России за 2017 г. с использованием коэффициентов выбросов ПГ, рекомендованных МГЭИК для соответствующих видов топлива. Согласно официальным данным, в 2017 г. на экспорт из России было поставлено 181,4 млн тонн угля, 252,6 млн тонн нефти, 148,0 млн тонн нефтепродуктов и 210,2 млрд куб. м природного газа, включая сжиженный (см. <https://rns.online/energy/Dohodi-Rossii-ot-eksporta-uglya-v-2017-godu-uvelichilis-na-519—do-135-mlrd-2018-02-07/>, <https://www.vestifinance.ru/articles/98375>, <https://sdelanounas.ru/blogs/104165/>, <https://xn—b1ae2adf4f.xn—p1ai/article/46902-eksport-gaza-v-2017-godu—skolko-i-kuda-postavlyala-rossiya.html>).

³⁸⁹ <https://www.abc.net.au/news/science/2019-08-19/australia-co2-exports-third-highest-worldwide/11420654?fbclid=IwAR2QHQAhnVbEqKZChuL2c-GCLsGXuLLkAX-9dR9wlfFrBzypxX9j1uGo7fnM>

³⁹⁰ См. https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKO-VO_EneC_Forecast_2019_Rus.pdf

и 30 % добываемого природного газа. Это в свою очередь отразится на смежных отраслях (транспорт, услуги ремонтных и сервисных организаций, т. д.) и на макроэкономических показателях: ВВП, количество рабочих мест, доходы населения, поступления в бюджет. Результатом может стать замедление темпов экономического роста вплоть до их обнуления и последующего сжатием экономики.

Соответствующие оценки представлены в совместном исследовании Высшей школы экономики и Массачусетского технологического института, опубликованном в 2017 г.³⁹¹ Показано, что при всех сценариях сокращения выбросов ПГ в мире экспорт и темпы роста ВВП России переходят на нисходящий тренд не позднее 2030 г. Проанализирован заодно и базовый сценарий, который не предполагает осуществления странами политики и мер по сокращению выбросов ПГ. Однако и этот сценарий оказался неблагоприятным ввиду возросшей конкуренции на энергетических рынках, в том числе со стороны США, а также ввиду снижения стоимости и повышения конкурентоспособности низкоуглеродных видов топлива и источников энергии.

К аналогичным выводам приходит и «Центр энергоэффективности — XXI век» (ЦЭНЭФ-XXI). Проведенный специалистами Центра анализ свидетельствует о том, что нынешняя сырьевая модель экономики России свой потенциал роста исчерпала.

России нужны качественно иные источники экономического роста и в целом другая, более устойчивая модель экономики. Нужно в короткие сроки преодолеть зависимость от ископаемого топлива, рынок которого становится все более волатильным (в том числе и под воздействием мер климатической политики), и диверсифицировать экономику, делая ставку на современные низкоуглеродные технологии, виды топлива и источники энергии. Нужно рассматривать их не как угрозу экономической безопасности, а как возможность для экономического роста и технологического развития страны на новом этапе.

³⁹¹ См. https://wec.hse.ru/data/2017/11/14/1161240276/moscow_nov13.pdf

Глава 30. Технологическая революция в энергетике и развитие ВИЭ

В.А. Сидорович

Почти вся энергия, используемая сегодня на земле, берет свое начало в недрах планеты. Доля углеводов в используемой на Земле первичной энергии в течение многих десятилетий устойчиво превышает 80 %.

И вот на наших глазах разворачивается мировая драма: энергия, производимая на основе возобновляемых источников, с каждым днем все больше теснит сырьевой сектор, сокращая сферу приложения углеводов. В мире идёт процесс, называемый «энергетической трансформацией» или «энергетическим переходом».

Год за годом, уже более десяти лет инвестиции в солнечную и ветровую энергетику превосходят вложения в «традиционную» выработку электроэнергии на основе угля, газа, нефтепродуктов. Несколько лет подряд солнечная энергетика занимает первое место по чистому приросту генерирующих мощностей.

Магистральное направление развития энергетического сектора — в направлении декарбонизации и повышения доли ВИЭ — очевидно, однако остаётся высокая степень неопределённости по поводу темпов изменений в глобальном масштабе. Эта неопределённость объясняется в первую очередь «естественными причинами» — неравномерностью экономического развития и другими особенностями разных стран.

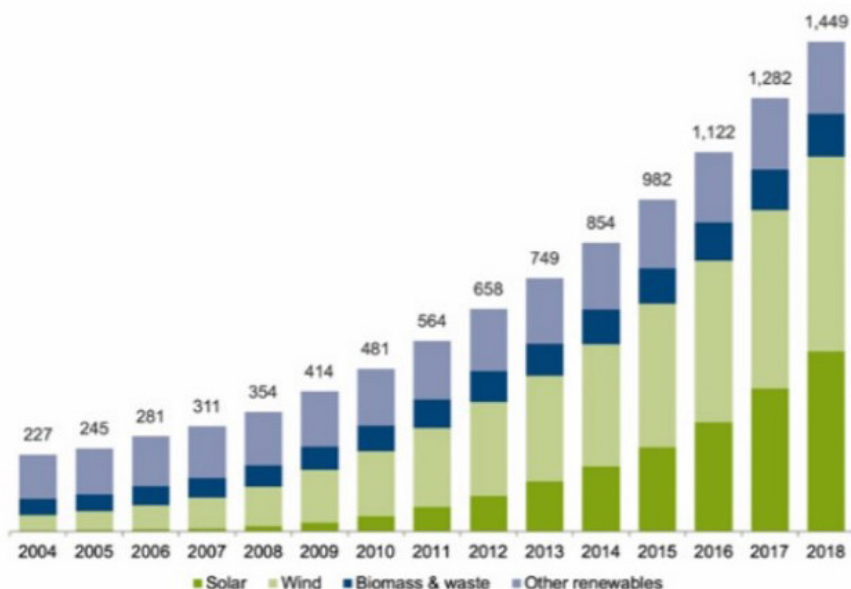
На Рис. 30.1 видно, что колоссальный рост генерирующих мощностей ВИЭ, отмечаемый в последние годы, обеспечен солнечной и ветровой энергетикой. Объёмы мощностей остальных ВИЭ — биомассы, геотермальной энергетики, малых ГЭС, приливных электростанций — растут незначительно. И эта тенденция сохранится в обозримом будущем.

Соответственно, растёт доля солнечной и ветровой энергетики и в выработке мировой электроэнергии (Рис. 30.2):

В связи с этим в данной книге мы говорим именно о солнечной фотоэлектрической и ветровой энергетике, поскольку именно эти сектора отличаются выдающимися темпами роста, самый высокий потенциал распространения, и именно они меняют и будут в дальнейшем менять правила игры в мировой энергетике.

Солнечная и ветровая энергетика вырабатывают электроэнергию, однако доля электричества в глобальном конечном потреблении сегодня невелика. Поэтому перспективы энергетической трансформации связаны с электрификацией потребления энергии.

Доля электроэнергии в мировом энергетическом балансе неуклонно растёт. Если в 1973 году, по данным Международного энергетического агентства



"Other renewables" does not include large hydro-electric projects of more than 50MW.

Source: UN Environment, Frankfurt School-UNEP Centre, BloombergNEF

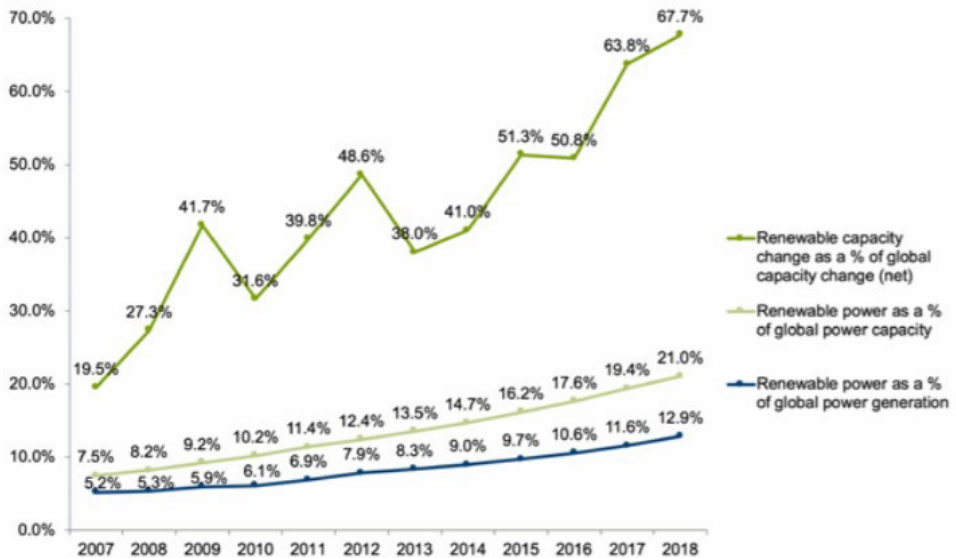
Рисунок 30.1. Мощности мировой возобновляемой энергетики, 2004–18 гг., ГВт

Источники: UN Environment, Frankfurt School-UNEP Centre, BloombergNEF

(МЭА), она составляла 9 % конечного потребления энергии человечеством, то сегодня достигла 19 %. Перспективы электроэнергетики не вызывают сомнений. Будут возрастать как объемы её производства, так и доля в глобальном конечном потреблении энергии. Электричество теснит углеводородное топливо и на транспорте, и в сфере производства тепла. Конечно, вряд ли можно утверждать, перефразируя персонажа оscarоносного фильма, что «будет одно сплошное электричество», однако тенденция роста электрификации потребления энергии очевидна.

Прогнозы и сценарии темпов электрификации сильно отличаются, что, как отмечалось выше, объясняется высокой степенью неопределенности по поводу скорости энергетической трансформации. В докладе *Energy Perspectives 2019* норвежской нефтегазовой компании Equinor содержатся три сценария энергетического развития, в которых доля электроэнергии в конечном потреблении энергии в 2050 году варьируется от 24 % до 37 %³⁹². В соответствии с прогнозом McKinsey Energy Insights, потребление электричества к 2050 году удвоится, а его доля в конечном потреблении энергии вы-

³⁹² Equinor Energy Perspectives 2019. Long-term macro and market outlook



Renewables figure excludes large hydro. Capacity and generation based on BloombergNEF totals.
Source: UN Environment, Frankfurt School-UNEP Centre, BloombergNEF

Рисунок 30.2. Доля ВИЭ в генерации и мощности мировой энергетики, 2007–18 гг., %

Источники: UN Environment, Frankfurt School-UNEP Centre, BloombergNEF

растет до 29 %³⁹³. Норвежская компания DNV GL, известный международный сертификационный и классификационный центр в энергетическом секторе прогнозирует, что доля электричества в конечном потреблении энергии к 2050 году достигнет 45 %³⁹⁴. Во всех этих прогнозах и сценариях рост потребления электроэнергии покрывается главным образом с помощью ветровой и солнечной энергии.

Сильный разброс отмечается и в прогнозах доли солнца и ветра в выработке мировой электроэнергии к 2050 году. У Equinor это 29–49 %, у McKinsey Energy Insights — порядка 60 %, DNV GL прогнозирует 70 %, а Bloomberg New Energy Finance в своём New Energy Outlook (NEO) — 48 %³⁹⁵.

³⁹³ Global Energy Perspective 2019: Reference Case

³⁹⁴ <https://www.dnvgl.com/feature/utility-scale-solar.html>

³⁹⁵ <https://about.bnef.com/blog/solar-wind-batteries-attract-10-trillion-2050-curbing-emissions-long-term-will-require-technologies/>

ПОЧЕМУ ПРОИСХОДЯТ СТРУКТУРНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ?

Электроэнергия не является дефицитным товаром в развитых и многих развивающихся странах. В их энергосистемах отмечается скорее избыток генерирующих мощностей, и, во многих случаях, в среднем отмечается снижение их КИУМ (коэффициента использования установленной мощности) в последние годы.

В этом плане сегодня в этих благополучных юрисдикциях строить *никакие* новые мощности не нужно. Действующих достаточно. Свет горит, электроны и деньги ходят по своим устоявшимся маршрутам.

Однако система не статична. Время течёт. С ним изменяется и окружающая действительность. Старые объекты ветшают, разрушаются, на замену возводятся новые, растёт копилка знаний, появляются новые технологии... Идёт постоянное движение, обновление. Если его нет, система деградирует и разваливается.

С точки зрения потребителя в её простейшем варианте новые мощности оправдано строить в том случае, если они вырабатывают более дешёвую энергию, чем существующие. В этом месте мы сталкиваемся с проблемой. Во многих случаях новые мощности не могут давать более дешёвую энергию *сразу*, поскольку старые мощности уже амортизированы, а инвесторам в новые ещё предстоит вернуть свои вложения и получить доход на капитал. Этот возврат инвестиций и соответствующий доход включаются в счёт. Другими словами, в краткосрочном плане новые инвестиции в генерацию могут приводить к росту стоимости/цены электроэнергии, соответственно, с точки зрения краткосрочных интересов потребителей, их строить не нужно. Однако, как мы показали выше, с системной точки зрения, мощности нужно обновлять.

Что строят? Выбирают из существующего набора возможностей. По мере промышленно-технологического развития расширяется ассортимент технологий производства электроэнергии. Если на заре отрасли для выработки электричества нужно было построить ГЭС или угольную ТЭС, то сегодня вариантов гораздо больше. В 60-х годах прошлого столетия учёные и энергетики практически утвердились во мнении, что на смену углю придёт «мирный атом» — бесконечное море дешёвой энергии. В жизни оказалось, что расцвет атомной энергетики выразился в её 17 % доле в производстве мировой электроэнергии во второй половине 90-х годов. С тех пор «мирный атом» скатывается с этого «пика». В общем, современная экономически развитая страна сегодня может построить электростанцию любого типа, нет *технологических* препятствий, имеющиеся варианты намного превосходят потребности. Ситуация в некоторой степени напоминает современный потребительский рынок, где для удовлетворения спроса в чем-то одном предлагается множество товаров. Как говорят немцы, «Wer die Wahl hat, hat die Qual» (у кого есть выбор, у того есть и муки выбора).

По каким критериям осуществляется выбор в электроэнергетике? Соответствующие технологии сравниваются с точки зрения издержек-выгод (cost-benefit analysis). Существует большой набор критериев/показателей, который со временем изменяется. Разумеется, решения в энергосистемах могут приниматься под влиянием крупных национальных или транснациональных игроков, с нарушением «объективных» критериев. Поэтому важно, чтобы регуляторы могли соблюдать равновесие, в большей степени руководствовались соображениями общественного блага (это, конечно, не просто, поскольку представления о таковом довольно расплывчаты и подвижны).

По мере удовлетворения первичных потребностей («у всех есть электричество»), люди начинают задумываться о «тонких материях», таких как, скажем, экологические характеристики, влияние на климат. В энергетику вводятся экологические стандарты, со временем они ужесточаются. Ярким примером является Китай. Ещё 15 лет назад его угольные электростанции были синонимом экологической катастрофы, а сегодня китайские стандарты выбросов для угольной генерации являются самыми жесткими в мире³⁹⁶. Да, в экономически и технологически развитых странах нынче важны экологические качества электричества. Более того, экологические стандарты способствуют *ускоренному обновлению* фондов в электроэнергетике. Для удовлетворения потребности в электроэнергии новые мощности (и новые технологические типы мощностей) не нужны, но для выполнения требований стандартов они необходимы. Это важный момент, поскольку в принципе, в историческом плане **промышленно-технологическое, экономическое развитие обеспечивается усовершенствованием стандартов, постоянным «повышением планки».**

Одним из важных критериев выбора является экономический — технологии генерации сравниваются по удельной приведённой стоимости (LCOE).

Два фактора — экологические преимущества и низкая стоимость³⁹⁷ — обуславливают быстрое развитие солнечной и ветровой энергетики на Земле. Снижение их стоимости обусловлено эволюцией технологий и реализацией эффекта масштаба.

Сегодня солнечная и ветровая энергетика стали крупнейшими секторами мировой электроэнергетики по объёмам привлекаемых инвестиций и вводимых мощностей. Это быстрорастущие сектора, которые постепенно вытесняют, и в дальнейшем будут вытеснять всё быстрее другие технологии генерации. Скажем, в 2009 году в мире было введено в эксплуатацию 8 ГВт солнечных электростанций, в 2014 году — 40 ГВт, а в 2019-м будет введено порядка 120 ГВт. *Большая их часть будет построена в странах, где нет дефицита электроэнергии, и где, исходя из этого, никакие новые мощности строить не нужно.*

³⁹⁶ <http://renen.ru/coal-energy-in-china-past-present-and-future/>

³⁹⁷ «Солнечная и ветровая энергетика производят самую дешёвую электроэнергию: BNEF» <http://renen.ru/solar-and-wind-produce-the-cheapest-electricity-bnef/>

Большой рынок — большие объёмы денег, которые на нём создаются и вращаются. Рост рынка способствует приходу на него всё новых инвесторов, а рост масштабов ведёт к дальнейшему снижению стоимости технологий. Это также один из факторов «самовоспроизводящегося» развития солнечной и ветровой энергетики.

Если на заре развития солнечной энергетики в 2000-х годах тогдашнее небольшое по объёмам производство солнечных ячеек и панелей «отдали» в КНР, то сегодня промышленно развитые страны пытаются вернуть обратно большую часть цепочки создания стоимости. Рынок стал крупным и стратегически важным. Отсюда попытки «реиндустриализации» на основе новых энергетических технологий³⁹⁸ и политика локализации, и таможенные барьеры³⁹⁹. Перенос промышленного производства в другие страны уходит в прошлое. ВИЭ стали отраслями, которые дают весомую прибавку к ВВП, современные экономические власти признают полезность их стимулирования, и *это также один из факторов, способствующих их развитию*. Вот, например, говорит конгрессмен-республиканец Брайан Фицпатрик, обосновывая необходимость продления налоговых льгот для солнечной энергетики⁴⁰⁰: «чистая энергия *предоставляет огромные возможности для развития нашей экономики*, сокращения выбросов углерода и укрепления нашей национальной безопасности. По этим причинам необходимо стимулировать предпринимательство в области чистой энергии, и я решительно поддерживаю увеличение инвестиций в этот сектор для содействия процветанию Америки».

Таким образом, *развитие солнечной и ветровой энергетики — это в значительной степени естественный процесс (естественный в том смысле, что влияние отдельных акторов на его течение крайне ограничено), обусловленный эволюцией знаний, технологий и логикой экономического развития на нынешнем историческом этапе*. «Течёт мощный поток, и вы можете решать, в каком направлении вы хотите плыть. Но контролировать сам поток не в наших силах, это эволюция технологий. Я думаю, это безумие, если кто-то думает, что он действительно может повлиять на это», — ёмко описал ситуацию⁴⁰¹ глава энергетической компании Enel.

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Начиная с 2016 г, фотоэлектрическая солнечная энергетика занимает первое место в мире по показателю чистого прироста генерирующих мощностей (сальдо построенных и выведенных из эксплуатации объектов).

³⁹⁸ <http://renen.ru/new-energy-and-re-industrialization-of-developed-countries/>

³⁹⁹ <http://renen.ru/solar-energy-international-trade-barriers-and-industry-development-in-2019/>

⁴⁰⁰ <https://mikethompson.house.gov/newsroom/press-releases/thompson-cook-fitzpatrick-introduce-renewable-energy-extension-act>

⁴⁰¹ <https://www.theguardian.com/environment/2015/oct/22/former-foes-greenpeace-and-energy-giant-enel-stand-together-in-low-carbon-push>

Её уже никак нельзя отнести к «альтернативным» энергетическим технологиям. Солнечная энергетика превратилась в основной сектор мировой электроэнергетики как по объёму привлекаемых инвестиций, так и по размерам ежегодно вводимых мощностей.

Причинами столь стремительного развития явились активные меры стимулирования низкоуглеродной энергетики во многих странах, которые привели к кардинальному увеличению масштабов сектора, резкому падению удельных капитальных затрат и снижению стоимости единицы энергии.

В октябре 1975 г. академик П. Л. Капица выступил с докладом «Энергия и физика» на научной сессии, посвященной 250-летию Академии наук СССР⁴⁰².

«Ни один из предложенных до сих пор методов преобразования солнечной энергии не может этого осуществить так, чтобы капитальные затраты могли оправдаться полученной энергией. *Чтобы это было рентабельно, надо понизить затраты на несколько порядков*, и пока даже не видно пути, как это можно осуществить», — отметил академик.

Спустя несколько десятилетий то, о чем размышлял Капица, произошло — капитальные затраты в солнечной энергетике снизились на несколько порядков, что обеспечило экономическую эффективность генерации на основе энергии солнца.

Экономика солнечной энергетики относительно проста. Стоимость единицы энергии определяется главным образом 1) капитальными затратами, 2) стоимостью капитала (процентной ставкой) и 3) коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ), который зависит от местоположения объекта, а также качества проектирования и оборудования.

В настоящее время полные капитальные затраты на строительство крупных промышленных солнечных электростанций (>100 МВт) находятся на уровне \$ 1/Ватт и ниже во многих странах. В научной статье, вышедшей в августе 2019 года, «Влияние средневзвешенной стоимости капитала, капитальных затрат и других параметров на будущую приведённую стоимость энергии промышленных фотоэлектрических электростанций»⁴⁰³ даже утверждается, что на нынешний день (2019 г.) капитальные затраты для крупных объектов в Европе находятся на уровне € 0,46/Ватт (\$ 0,51/Ватт). Это позволяет уже сегодня во многих странах обеспечивать крайне низкую стоимость киловатт-часа.

В экономике электроэнергетики основным показателем, позволяющим сравнивать альтернативные виды генерации, является Приведенная стоимость производства электричества (Levelized Cost of Electricity — LCOE).

LCOE представляет собой расчетную себестоимость производства электроэнергии на протяжении всего проектного жизненного цикла электростанции. Он рассчитывается путём деления приведённых (дисконтированных)

⁴⁰² http://vivovoco.astronet.ru/VV/PAPERS/KAPITZA/KAP_10.HTM

⁴⁰³ Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. 29 August 2019. <https://doi.org/10.1002/pip.3189>

полных расходов в течение жизненного цикла объекта на расчетный объем выработки электроэнергии за тот же период. Показатель LCOE применяется для сопоставления новых (планируемых) объектов генерации разных типов между собой.

В докладе инвестиционного банка Lazard «Анализ приведённой стоимости энергии» (Levelized cost of energy analysis — 12.0)⁴⁰⁴ подсчитано (для рынка США), что интервал LCOE, вырабатываемой фотоэлектрическими солнечными электростанциями (с модулями из кристаллического кремния — самая распространённая технология), составляет \$ 0,040–\$ 0,046 на киловатт-час (КВт*ч). При этом у самой экономичной из традиционных технологий генерации (газовые электростанции, комбинированный парогазовый цикл) LCOE лежит в пределах \$ 41–\$ 74/МВт*ч.

По расчётам авторов вышеупомянутой работы «Влияние средневзвешенной стоимости капитала, капитальных затрат и других параметров на будущую приведённую стоимость энергии промышленных фотоэлектрических электростанций»,⁴⁰⁵ в Европе в 2019 году LCOE (рассчитанная с учётом стоимости капитала WACC = 7 %) варьируется от 24 € за МВт*ч в Малаге (Испания) до 42 € за МВт*ч в Хельсинки (Финляндия). Эти цифры, утверждают исследователи, значительно ниже спотовых цен на электроэнергию на обоих рынках: 47 евро за МВт*ч в Финляндии и 57 евро в Испании.

В течение 2017–2019 годов модельные показатели LCOE многократно подтверждались «реальной экономикой» — результатами прошедших конкурсных отборов (тендеров) в солнечной энергетике. В данный период уже десятки раз в разных регионах мира устанавливались цены на солнечный киловатт-час, эквивалентные 1–3 рублям (в пересчёте по курсу валют на день публикации результатов соответствующих тендеров). Речь идет о несубсидированных ценах, которые фиксируются на длительные сроки (15–25 лет) и которые должны обеспечить возврат инвестиционных вложений и доход инвесторов. Никакие виды «традиционной» генерации не способны предложить аналогичные условия для новых объектов.

По данным Международного агентства возобновляемой энергетики (IRENA), более трех четвертей наземных ветровых мощностей и четыре пятых солнечных фотоэлектрических установок, которые должны быть введены в эксплуатацию в мире в 2020 году, будут обеспечивать более дешевую электроэнергию, чем самые дешевые новые объекты угольной, газовой и дизельной генерации⁴⁰⁶.

⁴⁰⁴ <https://www.lazard.com/media/450773/lazards-levelized-cost-of-energy-version-12-0-final.pdf>

⁴⁰⁵ Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. 29 August 2019. <https://doi.org/10.1002/pip.3189>

⁴⁰⁶ IRENA (2019), Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Перед нами наглядная иллюстрация «энергетической дефляции» — снижения стоимости электроэнергии по мере развития технологий, которым не нужна «топливная составляющая».

В данных обстоятельствах многие национальные регуляторы и энергетические концерны всё в большей степени стремятся ориентироваться на чистые и, одновременно, экономически эффективные технологии. Это приводит к быстрому изменению топливной структуры электроэнергетики и изменению принципов её функционирования.

Показателен пример компании American Electric Power, одной из крупнейших в США, которая в начале 2000-х вырабатывала до 90 % электроэнергии на угле. Её нынешняя инвестиционная программа до 2030 года предусматривает строительство 3 ГВт солнечных, 5,3 ГВт ветровых и 1,4 газовых электростанций. «На ближайшем горизонте у нас даже нет газа, это всё ветровая и солнечная энергия», — говорят представители компании.

Франция, уникальная, с точки зрения структуры энергетики, страна, где порядка 75 % электроэнергии производит «мирный атом», повысила в 2017 г. цели распространения солнечной энергетики с 1,45 до 2,45 ГВт в год. Компания EDF, крупнейший держатель атомных энергетических активов, планирует построить 30 ГВт фотоэлектрических станций во Франции в период с 2020 по 2035 год, что в четыре раза превышает нынешнюю установленную мощность солнечной энергетики страны.

Китай ежегодно ставит рекорды в солнечной энергетике и уже далеко перевыполнил план её развития в рамках своей 13-й пятилетки. В соответствии с пятилетним планом к концу 2020 года в КНР должно действовать 105 ГВт солнечных электростанций. По итогам первого полугодия 2019 года установленная мощность солнечной энергетики составила 186 ГВт⁴⁰⁷.

Тенденции развития отраслевых производственных мощностей в Китае, на который сегодня (вместе с Тайванем), приходится примерно 70 % мирового выпуска солнечных модулей, позволяют прогнозировать переход к существенно большим масштабам солнечной энергетики.

Например, компания LONGi планирует к 2020 г. нарастить годовой выпуск кремниевых пластин (полуфабрикат для производства солнечных элементов и модулей) до 65 ГВт — на год раньше срока. В 2018–2019 годах в КНР введены в эксплуатацию несколько заводов, на которых «под одной крышей» производится до 5 ГВт солнечных модулей в год. Несколько китайских производителей в 2018–2019 годах перешли в категорию «10 ГВт +» (объёмы выпуска солнечных модулей у каждой из компаний превышают 10 гигаватт в год). Мировая отрасль уверенно приближается к следующей вехе — годовому производству солнечных модулей объемом более 150 ГВт.

⁴⁰⁷ <https://uk.reuters.com/article/us-china-renewables/chinas-renewable-power-capacity-up-9-5-year-on-year-in-june-idUKKCN1UK1MF>

Чрезвычайно амбициозный план по развитию собственной солнечной промышленности, предусматривающий создание производств полного цикла (полукремний — модуль) приняла Индия.

Как мы отмечали выше, европейские страны пытаются вернуть себе место на быстрорастущем рынке оборудования для солнечных станций и строят планы создания гигантских производств полного цикла⁴⁰⁸.

В 2017 и в 2018 годах в мире вводилось в строй по примерно 100 ГВт солнечных электростанций. В 2019 году, по разным прогнозам, ожидается 115–130 ГВт.

КАК ПОЙДЕТ РАЗВИТИЕ ДАЛЬШЕ?

Сегодня солнечная энергетика вырабатывает чуть больше 2 % мировой электроэнергии. Вроде бы мелочь, но как отметил недавно знаменитый футуролог Рэй Курцвейл: «люди игнорируют экспоненциальный рост [солнечной энергетике], так же как они игнорировали экспоненциальный рост Интернета и проекта Геном..., это всего лишь шесть удвоений или 12 лет до 100 %».

Действительно, хорошо известно, что потенциал солнечной энергетике исторически недооценивался многими авторитетными экспертами. Если мы откроем главный прогноз (World Energy Outlook) Международного энергетического агентства (МЭА) за 2008 год, то обнаружим, что предсказания Агентства, сделанные всего 10 лет назад, ничего общего с наступившей реальностью не имеют. Так, МЭА предсказывало, что к 2020 году суммарная установленная мощность солнечных тепловых и фотоэлектрических станций в мире достигнет 72 ГВт. В 2016–2018 только фотоэлектрических систем строилось больше за один год, и указанный прогноз МЭА на 2020 год будет превзойдет примерно в 10 раз.

Как показывает опыт МЭА, «официальные» прогнозы не очень-то работают во времена технологических перемен.

Отложив предсказания футурологов и ограничившись опубликованными сценариями энергетического будущего, мы обнаружим достаточно широкий разброс вариантов, которые, однако, в большинстве своём, не ставят под сомнение радикальное повышение доли солнечной энергетике.

С учетом тенденций расширения производственных мощностей в Китае и других странах, легко можно представить ежегодные объемы строительства солнечных электростанций, возрастающие с нынешних ста до 150 и более гигаватт в год в ближайшее десятилетие. Скажем, ассоциация SolarPower Europe считает, что в период 2019–2023 в мире будет ежегодно вводиться в эксплуатацию в среднем 155 ГВт солнечных электростанций, а установленная мощ-

⁴⁰⁸ Посмотрите, например, на совместные планы Meyer Burger и норвежской REC Group: <https://www.pv-tech.org/news/meyer-burger-and-rec-group-planning-multiple-gw-heterojunction-production-b>

ность мировой солнечной энергетики вырастет с 500 ГВт (по итогам 2018 года) до 1000 ГВт в 2022 году⁴⁰⁹.

В уже цитируемой нами работе⁴¹⁰ рассматриваются три сценария развития фотоэлектрической солнечной энергетики. В пессимистичном сценарии к 2050 году установленная мощность фотоэлектрической солнечной энергетики достигнет 9000 ГВт, в базовом — 20 тысяч ГВт, в сценарии «быстрого роста» — 62 тысячи ГВт (в последнем случае речь будет идти об электрификации всех секторов конечного потребления энергии преимущественно с помощью солнечной энергии)⁴¹¹.

Упомянутая ранее компания DNV GL в своем Energy Transition Outlook прогнозирует, что установленная мощность фотоэлектрических солнечных станций на земле к 2050 году увеличится в 65 раз и достигнет 19 тысяч гигаватт, которые будут производить примерно 40 % мировой электроэнергии⁴¹².

Итак, солнечная энергетика стала крупнейшим сектором мировой электроэнергетики по темпам роста и объему привлекаемых инвестиций. Сопоставляя различные прогнозы, можно с большой вероятностью предположить, что к середине столетия она станет крупнейшим, основным производителем электроэнергии на Земле.

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

Ветер является главным возобновляемым источником электрической энергии на сегодняшний день (не считая гидроэнергетику). Ветроэнергетика исторически являлась ключевым сектором «новых ВИЭ», она стартовала раньше, чем солнечная, превосходит солнечную по установленной мощности и выработке. Однако темпы роста солнечной энергетики сегодня примерно в два раза выше, и уже в течение ближайших трёх лет фотоэлектрическая солнечная генерация обойдёт ветровую по объёмам построенных мощностей, и не исключено, что в будущем обгонит и по годовой выработке, хотя на этот счёт есть разные прогнозы.

Сами ветроэнергетики признают, что солнечная энергетика стала их основным конкурентом. На состоявшейся в 2016 году конференции Wind Europe глава Nordex, немецкого производителя ветрогенераторов, Lars Bondo Krogsgaard, заявил: «один из крупнейших вызовов, с которым мы столкнемся в будущем —

⁴⁰⁹ <http://www.solarpowereurope.org/strong-global-solar-market-outlook/>

⁴¹⁰ Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. 29 August 2019. <https://doi.org/10.1002/pip.3189>

⁴¹¹ Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. 29 August 2019. <https://doi.org/10.1002/pip.3189>

⁴¹² <https://eto.dnvgl.com/2018>

это не нефть или газ. Мы должны все сильнее снижать наши расходы чтобы соответствовать фотоэлектрической генерации»⁴¹³.

Ветровая энергетика является одним из самых быстрорастущих секторов мировой электроэнергетики. По итогам 2018 года суммарная установленная мощность всех ветровых электростанций в мире достигла примерно 600 ГВт. Для сравнения: установленная мощность энергосистемы России составляет примерно 230 ГВт. Начиная с 2014 года, в мире ежегодно вводится в эксплуатацию более 50 ГВт ветровых электростанций⁴¹⁴.

По прогнозу Международного Энергетического Агентства (МЭА), ветроэнергетика станет крупнейшим производителем электричества в Европе к 2027 году⁴¹⁵.

По прогнозу Wood Mackenzie Power & Renewables⁴¹⁶ мировая ветроэнергетика будет расти в среднем на 71 ГВт в год в период 2019–2023 гг. и на 76 ГВт в год в следующей пятилетке (2024–2028 гг.). Следует отметить, что предыдущий десятилетний прогноз компании был поднят на 11 ГВт или 1,5 %.

Лидером мировой ветроэнергетики является Китай, за которым следуют США и Германия. В десятку крупнейших ветроэнергетических держав помимо КНР входят ещё две развивающиеся страны: Индия и Бразилия.

По итогам первого полугодия 2019 года, установленная мощность ветроэнергетики Китая достигла 193 ГВт⁴¹⁷. В соответствии с 13-м пятилетним планом развития страны (2016–2020 гг.), к концу 2020 года установленная мощность ветроэнергетики должна достичь 210 ГВт, а её годовая выработка к этому же сроку — 420 тераватт-часов. Нынешние тенденции развития дают основание предполагать, что пятилетний план будет перевыполнен.

По прогнозу MAKE Consulting, к концу 2026 года суммарная установленная мощность ветровых электростанций КНР может превысить 400 ГВт⁴¹⁸.

Установленная мощность ветроэнергетики США по итогам 2018 года достигла 94,3 ГВт⁴¹⁹. Отрасль производит 6,5 % электроэнергии в Соединенных Штатах, и эта электроэнергия в среднем является самой дешевой в стране — средние цены прямых договоров купли-продажи ветровой электроэнергии находятся ниже 2 центов за киловатт-час⁴²⁰.

⁴¹³ <http://renen.ru/solnechnaya-energetika-prevrashhaetsya-v-osnovnogo-konkurenta-vetroenergetiki/>

⁴¹⁴ По данным GWEC — Глобального совета ветроэнергетики

⁴¹⁵ World Energy Outlook 2018

⁴¹⁶ <https://www.woodmac.com/press-releases/global-wind-power-capacity-to-grow-by-60-over-next-5-years/>

⁴¹⁷ <http://renen.ru/installed-renewables-generation-capacity-in-china-has-reached-750-gw/>

⁴¹⁸ <http://www.windpowerengineering.com/industry-news/2017-china-wind-power-outlook-decreasing-curtailment-support-average-25-gwyr-14th-5-yr-plan-2021-2025/>

⁴¹⁹ IRENA (2019), Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi

⁴²⁰ <http://renen.ru/us-average-wind-energy-prices-less-than-2-cents-per-kilowatt-hour/>

По состоянию на март 2019 года установленная мощность ветроэнергетики Индии составила 36,6 ГВт⁴²¹. В соответствии с официальными целями развития ВИЭ, установленными индийским правительством, к концу 2022 года установленная мощность ветроэнергетики должна составить 60 ГВт. В соответствии с проектом «Оптимальной структуры генерации на 2029–2030 год» (Optimal Generation Capacity Mix for the year 2029–30), опубликованном Индийским регулятором электроэнергетики Central Electricity Authority (CEA), суммарная установленная мощность индийских электростанций к концу 2030 года может увеличиться до 140 ГВт, и эти объекты будут вырабатывать 12 % электроэнергии страны⁴²².

Ветроэнергетика бурно развивается и в странах, которые не входят в число нынешних лидеров отрасли. Например, по утвержденному государственному плану, в Саудовской Аравии к 2030 году должно быть построено 16 ГВт ветровых электростанций⁴²³.

По прогнозу MAKE Consulting, в странах АТР, не считая Китая, к 2028 году установленная мощность ветроэнергетики более чем утроится — с нынешних 46 ГВт установленной мощности она вырастет до 141 ГВт⁴²⁴.

Установленная мощность ветроэнергетики Африки по итогам 2018 года составила 5,5 ГВт. Портфель проектов, находящихся на разных стадиях реализации, оценивается в 18 ГВт⁴²⁵. В июле 2019 года в Кении состоялось официальное открытие крупнейшей в Африке ветровой электростанции Lake Turkana Wind Project. Она состоит из 365 турбин суммарной мощностью 310 МВт⁴²⁶.

Наземная (материковая) энергетика на сегодняшний день вырабатывает самую дешевую электроэнергию во многих регионах мира. Данный факт отражается в упомянутых ранее исследованиях LAZARD и IRENA, подтверждается результатами проведенных в 2016–2019 годах конкурсных отборов.

Чрезвычайно перспективным сегментом ветроэнергетики является её морской вариант. Офшорные ветровые электростанции исторически отличались существенно большими капитальными затратами и стоимостью единицы энергии. Однако в последние годы, опережая большинство прогнозов, офшорная ветроэнергетика вплотную приблизилась к стоимостному паритету с другими технологиями генерации.

Эта развитие показано на следующем графике⁴²⁷:

⁴²¹ http://www.cea.nic.in/reports/monthly/installedcapacity/2019/installed_capacity-03.pdf

⁴²² http://cea.nic.in/reports/others/planning/irp/invitingcomments_optimalreport.htm

⁴²³ <http://renen.ru/saudi-arabia-has-announced-new-renewables-target-2030-58-7-gw/>

⁴²⁴ <https://www.windpowermonthly.com/article/1488296/asia-pacific-excluding-china-add-121gw-annually-2022>

⁴²⁵ <https://www.greentechmedia.com/articles/read/africa-18-gw-wind-project-pipeline-#gs.xnzmyo>

⁴²⁶ <http://renen.ru/africa-s-largest-310-mw-wind-farm-opened-in-kenya/>

⁴²⁷ Источник: Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF. 2019. Global Trends in Renewable Energy Investment 2019

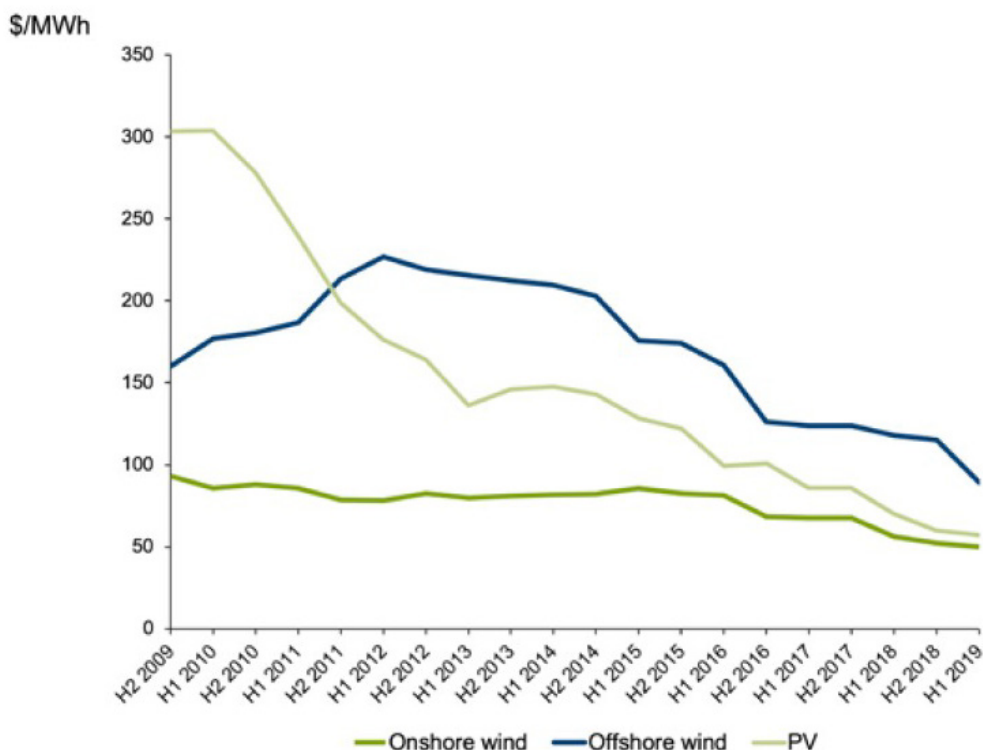


Рисунок 30.3. Сравнение приведенной стоимости электроэнергии (LCOE), вырабатываемой основными ВИЭ — ветровой материковой, ветровой офшорной и солнечной фотоэлектрической

Источники: UN Environment, Frankfurt School-UNEP Centre, BloombergNEF

Некоторые отобранные/утвержденные проекты офшорных ветровых электростанций, которые будут введены в эксплуатацию в середине 2020-х годов, будут построены без субсидий⁴²⁸.

По мнению британской компании Cornwall Insight, в 2028 году офшорная ветроэнергетика может стать дешевле материковой. Речь идёт о Великобритании, однако выводы исследования могут подойти и для некоторых других рынков⁴²⁹.

В связи с этим ожидается ускорение роста офшорной ветроэнергетики, которая будет расти более высокими темпами, чем наземная. По оценке Глобального совета ветроэнергетики (GWEC), установленная мощность

⁴²⁸ <https://www.government.nl/latest/news/2019/07/10/vattenfall-to-build-second-unsubsidised-dutch-offshore-wind-farm>

⁴²⁹ <http://renen.ru/offshore-wind-energy-may-become-cheaper-than-onshore-in-2028/>

морских ветровых электростанций в мире к 2030 году вырастет в десять раз и превысит 200 ГВт⁴³⁰. Перспективность сектора подтверждается, например, планами британского правительства, которое рассчитывает, что к тому же 2030 году офшорная ветроэнергетика будет вырабатывать треть электроэнергии Великобритании⁴³¹.

Таким образом, можно с уверенностью прогнозировать, что ветроэнергетика в ближайшее десятилетие будет расти высокими годовыми темпами, более высокими, чем она росла прежде.

Обобщение различных прогнозов и сценариев развития энергетических рынков, приведенное в научной работе 2014 года, показывает, что ветроэнергетика может занять долю от 10 % до 31 % в мировом производстве электричества к 2050 г.⁴³² Более поздние прогнозы в среднем подтверждают эту гипотезу, при этом большинство из них находится в верхней половине указанного интервала.

НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ

В электроэнергетической системе спрос и предложение должны быть сбалансированы в каждый момент времени. В связи с тем, что потребление электроэнергии колеблется постоянно, традиционные энергосистемы «исторически» строятся таким образом, чтобы справляться с данной переменчивостью и обеспечивать безопасное и бесперебойное энергоснабжение. То есть энергетическим системам присуща маневренность (гибкость) для постоянного поддержания баланса, нарушение которого грозит отклонением частоты и перебоями в энергоснабжении.

С развитием возобновляемых источников энергии, таких как солнечная и ветровая генерация, выработка которых имеет стохастический характер к традиционной неопределённости спроса добавляется новый фактор — на стороне предложения. Поэтому требования к маневренности систем повышаются, и гибкость (flexibility) — способность быстрого реагирования и адаптации к более частым колебаниям предложения электроэнергии — становится их ключевой характеристикой.

Традиционно маневренность системы обеспечивали тепловые и гидроэлектростанции, способные быстро увеличивать и сбрасывать нагрузку. В то же время гибкость может обеспечиваться и с помощью других средств, причём не только на стороне предложения, но и на стороне спроса.

Помимо традиционных средств управления гибкостью системы с использованием маневренных тепловых электростанций, а также расширения электрических сетей в качестве инструментов гибкости сегодня используют

⁴³⁰ <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-sector-has-potential-to-grow-to-200gw-of-capacity-by-2030/>

⁴³¹ <https://www.gov.uk/government/news/offshore-wind-energy-revolution-to-provide-a-third-of-all-uk-electricity-by-2030>

⁴³² <https://www.nature.com/articles/nclimate2269>

ограничение выработки солнечных и ветровых электростанций (curtailment), диспетчерское управление переменной генерацией на основе солнца и ветра, накопители энергии, системы управления спросом. Для повышения гибкости современных энергосистем с высокой долей ВИЭ также могут быть задействованы различные сектора потребления энергии (sector coupling), такие как электрический транспорт и теплоснабжение (тепловые насосы, технологии «электроэнергия — тепло»).

В отечественной публицистике иногда встречаются рассуждения о необходимости «особого» или «стопроцентного» резервирования электростанций, работающих на основе энергии солнца и ветра. В действительности, в реально существующей энергосистеме, где традиционные электростанции обеспечивают покрытие пикового потребления, сам по себе ввод переменных ВИЭ никак не снижает возможность покрытия текущего уровня пикового потребления существующими традиционными электростанциями. Вопрос лишь в том, обладают ли традиционные станции необходимым запасом маневренности.

В любой большой энергосистеме всегда предусматривается запас мощности на случай выпадения той или иной электростанции, поскольку никакая технология генерации не обеспечивает 100 % надёжность. В то же время это не означает, что на каждый новый объект должен строиться ещё один такой же для его «подстраховки».

В докладе МЭА подчёркивается: «Хотя мощность электростанций, работающих на основе ВИЭ варьируется в зависимости от погоды, из этого не следует, что один мегаватт таких объектов должен быть обеспечен одним мегаваттом обычной электростанции»⁴³³.

Энергосистемы не строятся таким образом, чтобы резервировать какую-то конкретную группу электростанций. Важно, чтобы система в целом обеспечивала соответствие спроса и предложения. «Никаких дополнительных диспетчеризуемых мощностей строить не нужно в связи с нахождением переменных ВИЭ в системе», — категорично сказано уже в другом докладе МЭА⁴³⁴.

Хорошо известен пример Германии, в которой резкий рост переменной ветровой и солнечной генерации сопровождался не повышением, а снижением балансирующего резерва в системе. С 2008 по 2014 год установленная мощность переменных ВИЭ в стране выросла с 27 до 78 ГВт, а балансирующий резерв за тот же период снизился на 15 %⁴³⁵.

Специалисты из американской Lawrence Berkeley National Laboratory (подразделение Министерства энергетики США) провели масштабное исследование последствий распространения «высоко переменных» источников (сол-

⁴³³ OECD/IEA 2017. Getting Wind and Sun onto the Grid. A Manual for Policy Makers, p. 10

⁴³⁴ OECD/IEA 2014 The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, p. 74

⁴³⁵ Hirth, Lion & Inka Ziegenhagen (2015) Balancing Power and Variable Renewables: Three Links Renewable & Sustainable Energy Reviews

нечной и ветровой генерации) для рынка США. Авторы пришли к выводу, что рост этих ВИЭ до отметки в 40 % выработки приведёт к незначительному сокращению «твёрдых» мощностей (*firm capacity*)⁴³⁶.

Данные факты разумеется не означают, что рост доли переменных ВИЭ приводит к снижению резервов. Речь в данном случае о том, что нестабильность, непредсказуемость генерации солнечных и ветровых установок компенсирована не повышением резервов, а другими средствами — инструментами гибкости, о которой мы говорили выше.

Одним из инструментов, повышающих гибкость, являются системы накопления энергии (СНЭ) — чрезвычайно популярное и перспективное направление развития энергетики. Существующие планы развития ВИЭ в разных странах не ставятся в зависимости от внедрения СНЭ.

«Часто утверждается, что «только дополнительное хранилище электроэнергии может сглаживать колебания ветровой и солнечной энергии». Это выглядит очень интуитивно понятным: глядя на колебания, исходящие от установок ВИЭ, представляется очевидной необходимость буферизации этой выработки, чтобы обеспечить её плавный профиль», — отмечает МЭА⁴³⁷.

Однако, как указывает Агентство, на нынешнем уровне развития техники «хранение электроэнергии является лишь одним из пакета решений», которое для систем с небольшой (до 20 %) долей ВИЭ применяется редко.

В научной публикации «К вопросу экономики хранения электроэнергии для переменных возобновляемых источников энергии»⁴³⁸ показано, что накопители электроэнергии вряд ли являются фактором, ограничивающим переход к возобновляемой энергии, и требуются лишь при крайне высокой доле солнечной и/или ветровой энергии.

Данный вывод соответствует заключению, к которому пришли авторы недавнего австралийского исследования GenCost 2018, проведенного Австралийским исследовательским центром Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO) и оператором энергетического рынка АЕМО: «Вероятно, мы переоцениваем объем необходимого хранилища, особенно в первые десятилетия... Данные GenCost 2018 в сочетании с некоторыми из наших предыдущих исследований указывают на то, что нам могут потребоваться дополнительные гибкие технологии, такие как хранение энергии, управление спросом и пиковые газовые установки, если доля переменных возобновляемых источников энергии превышает 50 процентов»⁴³⁹.

Разумеется, снижение стоимости хранения энергии снижает порог массового развертывания накопителей, и нет никаких сомнений, что их доля

⁴³⁶ <https://emp.lbl.gov/publications/impacts-high-variable-renewable>

⁴³⁷ OECD/IEA 2017. Getting Wind and Sun onto the Grid. A Manual for Policy Makers

⁴³⁸ On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0014292118301107>

⁴³⁹ <https://www.csiro.au/en/News/News-releases/2018/Annual-update-finds-renewables-are-cheapest-new-build-power>

в энергосистеме будет неуклонно возрастать, однако это будет происходить не в силу безальтернативности данного способа обеспечения надежности работы энергосистемы, а в силу экономических преимуществ перед другими способами обеспечения гибкости.

Нынешние тенденции снижения стоимости СНЭ, постоянная эволюция технологий позволяют делать оптимистичные прогнозы темпов их развертывания.

В вышеназванном исследовании GenCost 2018 показано, что новые объекты крупные солнечной и ветровой генерации, оснащённые накопителями энергии, на австралийском рынке уже конкурентоспособны с новыми объектами других технологий.

По расчётам авторов ранее цитируемой научной работы «Влияние средневзвешенной стоимости капитала, капитальных затрат и других параметров на будущую приведённую стоимость энергии промышленных фотоэлектрических электростанций», на европейском рынке солнечные электростанции, оснащенные «двухчасовыми» (2 кВт*ч на 1 кВт установленной мощности солнечной электростанции) накопителями энергии, уже сегодня могут конкурировать со средними ценами на электроэнергию на спотовом рынке в Италии и Испании⁴⁴⁰.

Bloomberg New Energy Finance в своём докладе Energy Storage Outlook 2019 прогнозирует, что глобальная установленная мощность СНЭ (без учёта гидроаккумулирующих электростанций — ГАЭС) вырастет к 2040 году в 122 раза и составит 1095 ГВт⁴⁴¹.

⁴⁴⁰ Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. 29 August 2019. <https://doi.org/10.1002/pip.3189>

⁴⁴¹ <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>

Глава 31. Водородная экономика. Новая энергетическая волна

Д.А. Чугунов

Водород — энергоноситель, который хорошо вписывается в парадигму новой энергетики: он хорош и как средство хранения энергии, и как товар промышленного и социального потребления. В последние годы появилось огромное количество коммерчески пригодных водородных технологий, которые после двадцати лет инвестиций и исследовательских работ показали, что водород стал реальным конкурентом ископаемым энергоносителям.

Стали развиваться различные технологии транспорта водорода, началось широкомасштабное его использования в энергетике, транспорте, промышленности — от металлургических до химических производств. Возникла новая парадигма распределённой энергетики с интеграцией сетей индивидуальных источников энергии для населения и промышленности.

Водородная экономика — это образ будущего для глобальной экономики, в которой водород становится новым глобальным энергоносителем и начинает играть роль, сопоставимую с той, которую сейчас играют ископаемые — уголь, нефть или газ.

Если в эру допарижских ограничений основным драйвером развития водородных технологий была их экономическая конкурентоспособность — то в наши дни на первый план вышли обязательства многих развитых государств, отдельных регионов, компаний и их объединений по борьбе с глобальным потеплением климата. Уже очевидно, что водород претендует на решение многих проблем декарбонизации.

До 2018 года 25 государств и более 150 корпораций приняли долгосрочные программы развития водородных технологий. Лидирует Япония, развивающая одновременно несколько направлений водородных технологических цепочек⁴⁴². Китай развивает много водородных программ. Базовая стратегия Китая в области водородной экономики изложена в Голубой книге по водородной инфраструктуре⁴⁴³. Китай в начале 2019 года изменил транспортную парадигму развития электрического транспорта. Предпочтение решением правительства отдано водородной линии развития, против чисто аккумуляторного.

В мире насчитываются десятки «водородных сообществ» с миллиардными фондами и несколько сотен пилотных проектов, в первую очередь — в Японии,

⁴⁴² Challenges for Japan's Energy Transition. Basic Hydrogen Strategy / Agency for Natural Resources and Energy (ANRE), Ministry of Economy, Trade and Industry (METI). October 2018, Japan

⁴⁴³ Blue Book on Global H2 Infrastructure and FCVs to be released in October 2018 Release

Германии, Великобритании, США, Южной Кореи и других странах, которые комплексно управляют созданием систем хранения энергии.

В ближайшие десятилетия будет создана принципиально новая индустрия, рынки водорода, рынки новых технологических аппаратов, таких как электролизеры, системы транспортировки и хранения и пр. Водород будет производиться без эмиссии CO_2 , он будет использоваться в сталелитейных и химических производствах, в крупных газовых турбинах и в новейших индивидуальных источниках энергии для домохозяйств и промышленности, основанных на принципах каталитической электрохимии. При этом объемы производства водорода должны возрасти в несколько раз.

Россия пока остается в стороне от международных сообществ и партнерств, развивающих водородные технологии. Мировая возобновляемая энергетика внесена в «Доктрину энергетической безопасности РФ» как фактор риска. В настоящее время России нужна адаптация к мировому энергопереходу.

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ВОДОРОДА

Высокая энергетическая ценность водорода (теплота сгорания 120 МДж/кг против 56 МДж у метана) предопределила попытки его использования в качестве энергоносителя для транспорта. Главные направления использования водорода сегодня — в нефтепереработке и в химической промышленности (для производства различных товаров, в первую очередь аммиака и метанола). Энергетическое использование водорода, по данным ARENA, оценивается всего в 1–2 % от общих объемов его потребления.

Общий годовой объем производства водорода в мире в настоящее время оценивается различными источниками в 65–75 млн тонн, причем совокупные среднегодовые темпы его роста за последние 20 лет невысоки — около 1,6 %. Сегодня в качестве сырья для производства водорода доминируют углеводороды. Более 68 % водорода получают из природного газа, 16 % из нефти, 11 % из угля и 5 % — из воды с помощью электролиза. Это объясняется сравнительно низкой стоимостью производства из углеводородов — по различным оценкам, себестоимость водорода из природного газа пока в 2–5 раз ниже, чем при электролизе.

НОВЫЙ ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЬ

Водород может быть использован в «большой» электроэнергетике (при этом он будет замещать природный газ и нефтепродукты), на транспорте (замещение нефтепродуктов); в секторе зданий (для отопления и электроснабжения, в том числе автономного, с замещением природного газа или нефтепродуктов); в промышленности — в качестве сырья и заменителя традиционных углеводородов.

Водород также отличает относительное удобство долгосрочного масштабного хранения и транспортировки на любые расстояния, в том числе с использованием уже имеющейся инфраструктуры, связанной с природным газом (в том числе сжиженным). Транспортировка водорода, таким образом, становится альтернативой развитию магистральных электрических сетей — и это открывает новые возможности для довольно большого числа регионов мира, богатых возобновляемой энергией, но удаленных от центров потребления энергии.

В одном из сценариев интеграции водородных технологий в энергокомплекс США, рассматриваемых лабораториями Министерства энергетики этой страны (DOE), к середине века водород возьмет на себя роль второго после электроэнергии всеобщего энергоносителя.

Более 90 % энергии для производства водорода обеспечит электроэнергия, при этом потребление первичных энергоносителей — угля, газа и нефти — упадет, соответственно, на 73 %, 34 % и 18 %, а доля ВИЭ возрастет в четыре-пять раз.

СТАТУС ПРОГРАММ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Стратегическое значение развитию водородных технологий придают в правительствах целого ряда стран, а также в корпоративном секторе. Речь идет о нескольких сотнях крупных и небольших компаний по всему миру, участвующих в тысячах проектных инициатив.

В Европейском Союзе наибольшей активностью отличаются Германия и Великобритания. Но в 2017 г. была запущена общеевропейская инициатива Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), которая по состоянию на май 2018 г. объединила уже 89 регионов и городов из 22 европейских стран. Участники этой европейской инициативы декларируют стремление использовать водородные технологии в своих энергетических стратегиях в рамках «энергетического перехода», в том числе, реализовать проекты общей стоимостью около 1,8 млрд евро в течение ближайших пяти лет.

Японская программа (дорожная карта) Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells была запущена летом 2014 года. Цель программы — строительства «общества, основанного на водороде». Дорожная карта содержит конкретные ключевые показатели — в производстве, хранении, транспорте и использовании водорода — с вехами в 2020, 2025, 2030 и 2050 гг. Так, цель по объемам использования водорода в Японии — с нынешних 200 тонн в год до 10 млн тонн в 2050 г. (рост в 50 тысяч раз!). Объем государственного финансирования программы в 2017 году составил около 310 млн евро.

Лидерство Японии признано на международном уровне — в октябре 2018 года в Токио впервые состоялась тематическая встреча министров

энергетики — Hydrogen Energy Ministerial Meeting, которую посетили представители 19 стран, а также Евросоюза и Международного энергетического агентства. Лидеры договорились о четырех основных направлениях в международном сотрудничестве: сотрудничество по технологиям, координация и гармонизация регулирования, кодексов и стандартов; содействие обмену информацией, совместным международным исследованиям и разработкам с акцентом на безопасность водорода и инфраструктуру для обеспечения его поставок; изучение и оценка потенциала водорода во всех секторах, включая его потенциал снижения выбросов CO₂ и других загрязнителей; разъяснительная работа, образование и популяризация.

Водородная программа США под разными названиями функционирует с 1970-х годов. Ежегодное финансирование US DOE Hydrogen and Fuel Cells Program достигает 120 млн долларов (в период 2004–2011 годов оно было примерно вдвое больше).

В течение 2018–19 годов о своих водородных стратегиях заявили Калифорния, Австралия и Южная Корея.

На корпоративном уровне наиболее известное объединение в области водородных технологий — Водородный совет, Hydrogen Council. Организация, основанная в 2017 году в Давосе, к концу 2018 года довела число своих членов до 53 корпораций из 11 стран с общей численностью сотрудников 3,8 млн и годовым доходом 1,8 трлн евро.

Долгосрочное видение организации — создание к 2050 г. рынка водорода и водородных технологий объемом 2,5 трлн долл., создание 30 млн рабочих мест и увеличение роли водорода как энергоносителя в конечном мировом потреблении энергии с 0 % до 18 %.

ПРОИЗВОДСТВО ВОДОРОДА: КАК ОТЛИЧИТЬ «СЕРЫЙ» ОТ «ЗЕЛЁНОГО»

В наши дни водород в основном производится за счет паровой конверсии метана (SMR, steam methane reforming) — из природного газа или после газификации угля. Этот отработанный в промышленных масштабах, дешевый процесс еще долго не будет иметь конкурентов по себестоимости получаемого водорода (1–2 долл./кг в зависимости от цены газа и угля).

Но в эпоху «энергетического перехода» не менее важной характеристикой процессов становится их углеродный след. Паровая конверсия метана приводит к эмиссии углекислого газа — 10 кг CO₂ /кг H₂. Поэтому такой водород называют «серым» — в зависимости от сырья (газ или уголь) он либо сопоставим с обычным природным газом, либо в 2,5 раза хуже него по этому показателю.

Одна из альтернатив — производство «серого» водорода только в комбинации с технологиями по улавливанию и хранению углекислого газа (CCS — carbon capture and storage). Полученный таким способом водород называют

«голубым». В отличие от SMR, технологии CCS еще далеки от полномасштабной коммерциализации. По данным Global CCS Institute, в 2018 году в мире насчитывалось лишь 18 крупных проектов с технологией улавливания CO_2 , еще пять было в стадии строительства и 20 — в различных стадиях разработки. В мире известны три проекта, в которых интегрированы паровая конверсия метана, а также частичное улавливание, транспорт и хранение CO_2 — это Port Arthur в США, Quest в Канаде и Tomakomai в Японии. По оценке IEAGHG, добавление CCS увеличивает капитальные затраты технологии SMR на величину до 87 %, а операционные издержки — на величину до 33 %. Приведенная стоимость получаемого при этом водорода растет почти в полтора раза — до 1,8 евро за кг, а цена утилизации CO_2 — до 70 евро за тонну CO_2 .

В апреле 2019 года получил положительное заключение экологической экспертизы демонстрационный проект производства «голубого» водорода из бурого угля бассейна Латроб-Валли в Австралии с последующим экспортом водорода в Японию — Hydrogen Energy Supply Chain, развиваемый под управлением японской Kawasaki. Для Австралии это шаг к возможности использования огромных запасов бурого угля, причем в низкоуглеродной экономике. Этот пример показывает, что «голубой» водород имеет хорошие перспективы в странах — экспортерах ископаемого топлива, где цена его невелика — хотя коммерциализация технологии CCS потребует еще значительных усилий.

Вторая альтернатива «серому» водороду — «зеленый» водород, получаемый электролизом с помощью энергии с минимальным углеродным следом — в первую очередь, от ВИЭ. Не всякий водород, получаемый электролизом, можно называть «зеленым» — всё зависит от углеродного следа используемой для этого электроэнергии. Только «зеленый» водород, полученный с помощью ВИЭ, может быть использован в других секторах помимо электроэнергетики — поэтому он является краеугольным камнем для водородной экономики в целом, вокруг него концентрируются исследования в большинстве водородных программ.

В то же время энергокомпании с существенным портфелем атомной генерации тоже претендуют на свое место на глобальном рынке водорода. В апреле 2019 года французская EDF, владеющая 58 атомными энергоблоками, заявила о запуске дочернего бизнеса Hynamics, который сосредоточится на поставках и обслуживании электролизеров, а также заправке водородного транспорта.

По данным МЭА, в течение последних семи лет в среднем в мире вводили в эксплуатацию около 10 МВт электролизеров ежегодно. В 2018 году введено уже 20 МВт, а до конца 2020 года ожидается ввод еще 100 МВт. Инвестиции в электролизеры растут — совокупная мощность установок может почти утроиться в ближайшие 2–3 года, достигнув отметки в 150 МВт. Для полноценной коммерциализации нужно перейти через границу в 90 МВт/год.

Паровая конверсия метана и электролиз — это базовые технологии, вокруг которых, по мнению большинства исследователей, будет развиваться сектор

производства водорода. Среди других способов можно выделить риформинг плазмы; риформинг на основе ионных мембран; конверсию метана с усилением сорбентом; микроканальные реакторы; разложение (пиролиз) метана с выделением углерода в твердом виде; высокотемпературные газоохлаждаемые ядерные реакторы и т. д.

ТРАНСПОРТ ВОДОРОДА: ТАНКЕРЫ ПРОТИВ ТРУБ

Транспортировка водорода осуществляется уже на протяжении десятилетий — для нынешних масштабов рынка водорода эти технологии являются хорошо отработанными и обязательно найдут свое применение в будущем. Вместе с тем, многократный рост рынка потребует новых решений, работающих с большими объемами водорода и дальними расстояниями (в том числе межконтинентального масштаба).

Главная особенность транспорта водорода — разнообразие его способов, в каждом из которых есть свои аспекты энергозатрат, безопасности и удобства использования. В каждом конкретном проекте из этого множества можно подобрать оптимальные (по критерию минимальных затрат на всю логистическую цепочку) именно в данном случае технологии. Наземный транспорт водорода в сжатом и сжиженном виде (автомобильный, железнодорожный и трубопроводный) — десятилетиями отработанная технология, которая является основной сегодня и останется таковой в среднесрочной перспективе. Например, стандартный «автоводородовоз» перевозит набор из трубообразных резервуаров общей емкостью около 20–25 куб. м сжатого водорода (давление 25 МПа), или примерно 0,5–1 тонны. Для перевозок в сжиженном виде используются танкеры с полезным грузом до 4 т водорода емкостью до 50 куб. м — это особенно выгодно для транспорта на дальние расстояния (до 4 тыс. км).

Для водорода не обязательно создавать собственную трубопроводную систему — можно использовать уже имеющуюся, созданную для природного газа, подмешивая водород в газ до определённого предела. Для многих стран Европы и США такая технология — всего лишь «хорошо забытое старое», — ведь с XIX до середины XX века во многих городах существовали системы газоснабжения «городским газом» (town gas), получаемым искусственно из угля. Содержание водорода в таком газе обычно составляло около 50 %. В различных странах допускаются разные доли подмешивания водорода в природный газ, — от 0,1 % (в Бельгии, Новой Зеландии, Великобритании и США) до 10 % в Германии и 12 % в Нидерландах. Верхний предел определяется национальными технологическими стандартами. Исследования NREL показывают, что планка в 15 % может быть достигнута в имеющихся газотранспортных системах без каких-либо серьезных изменений. По оценке «Газпром экспорта», в современных газопроводах типа «Северного потока» достижимо ограничение в 70 %.

Проект H21 North of England, который развивает местная газовая компания в партнерстве с Equinor, предполагает перевод газовых сетей и оборудования на стороне потребителей севера Англии на водород, строительство новых водородопроводов — в результате 3,7 млн домов и бизнесов перейдут на использование водорода для отопления. Общая стоимость проекта оценивается в 28 млрд долларов — при этом выбросы CO₂ снизятся на 20 млн тонн в год.

Для масштабной европейской газотранспортной системы подмешивание 20 % водорода, по данным МЭА, снизит выбросы CO₂ на 60 млн тонн в год (на 7 %). В то же время, по оценке Navigant, более предпочтительной для Европы опцией на начальном этапе может быть создание водородопроводов из соседних регионов (например, из Северной Африки).

Kawasaki Heavy Industries, когда-то построившая первый в Японии СПГ-танкер, предлагает технологии танкерной перевозки водорода. Небольшой демонстрационный танкер уже находится в разработке, а крупные корабли находятся в планах на 2020-е годы. Имеются две альтернативы логистики: связывание водорода в аммиаке — с последующим сжижением и транспортом аммиака (далее аммиак может быть реализован как самостоятельный товар — глобальный рынок аммиака оценивается в 80 млрд долл., — либо разделен на водород и азот) или связывание водорода в углеводородах, например, в метилциклогексане — гидрирование толуола с последующим простым транспортом метилциклогексана и выделением из него водорода.

По оценке МЭА, для условий проекта экспорта водорода из Австралии в 2040 г. стоимость всех трех способов отличается не очень значительно — в пределах 2,6–2,8 долл./кг. В варианте с использованием аммиака есть возможность снизить стоимость до 1,5 долл./кг, если отказаться от выделения водорода из аммиака. Как и в производстве водорода, стоимость транспорта будет зависеть от темпов развития технологий и снижения затрат. Морской транспорт водорода пока находится в самом начале этого пути: первая символическая отгрузка водорода в связанном виде из Австралии в Японию состоялась в конце апреля 2019 года по проекту университетов Квинсленда и Токио.

ХРАНЕНИЕ ВОДОРОДА

Возможность кратко- и долгосрочного хранения — это базовое преимущество водорода как энергоносителя по сравнению с электроэнергией. Хорошо отработаны технологии физического хранения водорода — в сжатом виде, в охлажденном виде или в их комбинации. В зависимости от вида физического хранения, давление водорода в емкости может меняться с 0,6 до 70 МПа (почти в 120 раз), а температура — снижаться с 15–25 °C почти до абсолютного нуля (–250 °C).

Соляные каверны — наиболее перспективный сегмент, ведь их объем достигает от 50–100 до 1000 тыс. кубометров, и его еще предстоит освоить, этому

посвящены несколько пилотных проектов в Европе. Одна небольшая каверна, например, способна хранить водород общей энергоемкостью 50 ГВт*ч (примерно 5 % от годового потребления электроэнергии в России).

ВОДОРОД В ЭНЕРГЕТИКЕ — В КАЖДЫЙ ДОМ?

Водород в энергетике может использоваться в тех же процессах, что и природный газ — как в мощных электростанциях с газовыми турбинами, так и в небольших отопительных котлах или домашних мини-электростанциях на топливных элементах.

«Водородная» газовая турбина — ключевая технология, критически необходимая для масштабного использования водорода в газовой электроэнергетике. По данным МЭА, почти 25 % электроэнергии в мире производится на тепловых электростанциях из природного газа — а в России этот показатель достигает 47 %. По оценке компании Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS), одного из мировых лидеров рынка газотурбинных установок (ГТУ), на существующих ГТУ возможно увеличение доли использования водорода до 20 % в смеси его с природным газом.

MHPS участвует в пилотном проекте Nuon/Vattenfall, Statoil и Gasunie по переводу действующего энергоблока 440 МВт на базе газовой турбины на сжигание 100 % водорода к 2025 году — речь идет о ТЭС Магнум в Гронингене (Нидерланды). Для реализации этого проекта потребуются опережающее развитие инфраструктуры — за производство «голубого» водорода отвечает Statoil, а Gasunie занимается вопросами транспорта его до станции. Другая японская компания — Kawasaki — в апреле 2018 года во время испытаний уже довела долю водорода в топливном балансе газотурбинной ТЭЦ в г. Кобе до 100 %

Мини-электростанции на топливных элементах (fuel cell CHP) принципиально отличаются от ТЭС тем, что в них химическая энергия непосредственно преобразуется в электрическую и потребность в турбинах отпадает вовсе, а эффективность этого преобразования уже превышает 50–65 %. Такие станции экологичны, поэтому могут массово применяться в домохозяйствах — к тому же они компактны: внешне такая станция напоминает холодильник.

Наибольшую роль на рынке мощных электрохимических источников энергии играют твердооксидные (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC) и фосфорнокислые (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC) топливные элементы (ТЭ). Они могут служить основой для создания электростанций мощностью от нескольких киловатт до десятков мегаватт, использовать не только чистый водород, но и природный газ, биогаз, синтетический газ. Перспективными являются ТЭ с протонообменной мембраной (Proton-Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC), с расплавленным карбонатом (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC) и др. Рынок стационарных ТЭ находится на подъеме, поставки растут. В 2016 году Navigant

Research прогнозировал рост рынка стационарных ТЭ до 1 ГВт ежегодно в период до 2020 года.

Япония лидирует — в рамках одного только проекта Ene-Farm в 2018 году было установлено 50 тысяч домашних электростанций на ТЭ (к концу 2018 года всего в рамках этого проекта установлено почти 300 тысяч).

Рынок стационарных ТЭ является частью растущего глобального рынка распределенной энергетики.

ВОДОРОД НА ТРАНСПОРТЕ — ДВЕ ЛИНИИ РАЗВИТИЯ

Применение водорода в транспортном секторе возможно с использованием топливных элементов. Водородные автобусы, машины и фургоны на ДВС появились еще в середине прошлого века, но автомобили на топливных элементах (FCEV) в итоге получили большее распространение в мире.

По оценке Hydrogen Council, имеющийся сейчас почти двукратный разрыв в стоимости владения FCEV по сравнению с автомобилем на ДВС может быть сокращен до 10 % между 2025 и 2030 г. Столь существенное падение стоимости (80 %) может быть достигнуто за счет эффекта масштаба.

Ряд стран декларирует стремление развить парк водородных электромобилей до 1 млн к 2030 году — в сумме эти планы приближаются к отметке в 4,6 млн.

Автобусы являются важным примером использования водородной энергетики в сфере общественного транспорта. Для производства «водородных» автобусов используют стандартные шасси с электродвигателем в качестве привода — а электроэнергию для его работы вырабатывают топливные элементы. Лидеры этого рынка — Daimler EvoBus, Van Hool, VDL, Solaris, Toyota, Writghtbus, Ballard, Hydrogenics и др.

Есть примеры использования водорода и на железнодорожном транспорте — так, в Германии дизельный поезд заменили водородным производства Alstom.

Из сопоставления прогнозов рыночной доли к 2050 г. и технической готовности в наши дни следует, что уже сейчас хорошие перспективы для роста есть у автобусов, малых грузовиков, легковых машин и погрузочной техники.

Заправочные станции — базовая инфраструктура для водородного транспорта, без которой он не будет развиваться. В этом смысле ситуация аналогична электротранспорту — с той лишь разницей, что электрозарядки проще разместить в общественных местах, но время зарядки отличается в десятки раз (водородные электромобили заправляются в течение нескольких минут, а батарейные — от 1–2 часов на немногочисленных сверхбыстрых зарядках до нескольких часов на быстрых). По состоянию на 2019 г. в мире насчитывается более 300 заправочных станций и 5 тыс. единиц транспорта, работающего на водороде — в первую очередь, в США, Западной Европе, а также Японии. Примерная стоимость одной заправочной станции составляет около 1 млн долл.

Как и в других сегментах рынка водородных технологий, в транспорте важна роль практического международного сотрудничества. Например, проект JIVE 2017 года (Joint Initiative for Hydrogen Vehicles Across Europe) подразумевает внедрение более 140 автобусов по 9 выбранным локациям в Европе и спонсируется Евросоюзом в объеме 106 млн евро. Проект решает для выбранного региона проблему «курицы или яйца» — заправочной инфраструктуры или машин. В 2015 году на похожий проект (ZEMOTION) по созданию 21 нового автобуса был выделен 41 млн евро, в 2012 году на демонстрационные проекты (HIGH V.LO-CITY) — 29,2 млн евро. General Motors и Honda вместе работают над уменьшением стоимости машин и инфраструктуры.

Наибольшее развитие и рост водородный транспорт на топливных элементах показывает в Германии, США (Калифорния), Южной Корее и в Японии.

В каждой из этих стран существуют различные программы поддержки развития водородного транспорта, как государственные, так и консорциумы представителей индустрии. Например, H2 Mobility в Германии, H2USA и SaFCP в США, HySUT в Японии. Поддержка исследований и разработок, внедрение технологий и развитие инфраструктуры необходимы для развития водородного транспорта и для быстрого достижения возможности конкурировать по стоимости с автомобилями на углеводородном топливе и электромобилями.

ВОДОРОД В ПРОМЫШЛЕННОСТИ — НОВАЯ НЕФТЬ И УГОЛЬ

Химическая промышленность и металлургия используют уголь, нефть и газ в технологических процессах десятилетиями — и как источник энергии, и как химическое сырье. Возможности электрификации в этом секторе экономики ограничены — нельзя полностью «электрифицировать» доменную и коксовую печь, как нельзя получить этилен из электроэнергии, — нужно реализовывать принципиально новые технологические процессы, в которых будут использоваться «зеленый» или «голубой» водород и углерод, полученный в т. ч. и из биомассы. В этом случае удастся добиться глубокой декарбонизации промышленности.

Водород становится основой для производства синтетических газов, которые могут быть использованы в качестве сырья в химической промышленности — в рамках общей концепции power-to-X: электроэнергия в аммиак (power-to-ammonia), электроэнергия в химикаты (power-to-chemicals), электроэнергия в метан (power-to-methane).

Например, проект Chemport Europe на севере Нидерландов реализуется с целью создания полноценного газохимического кластера, работающего исключительно на местных биоресурсах и возобновляемой энергии с нулевым углеродным следом к 2050 году.

Инициаторы проекта заявляют о стремлении приблизить стоимость синтетического газа к стоимости природного. В рамках этой большой концепции компании начинают развивать отдельные проекты. В феврале 2019 года химическая компания Nouryon и газовая Gasunie начали рассматривать проект производства «зеленого» водорода (3 тыс. тонн в год) для химического кластера в г. Делфзейл — в целях производства биометанола. Инвестиционное решение по проекту ожидается в течение 2019 года.

Декарбонизацию в металлургии связывают с переходом на прямое восстановление железа (с отказом от коксохимических и доменных процессов, потребляющих уголь и природный газ). Проект HYBRIT в Швеции посвящен именно этому — причем ключевую роль в новом процессе будет играть водород. В 2018 году началось сооружение пилотной площадки в г. Лулео, а цель проекта — коммерциализировать технологию к 2035 году.

Себестоимость стали по новой технологии, по результатам технико-экономического обоснования, пока выше, чем по традиционной технологии на 20–30 % — хотя многое будет определяться динамикой цен на кокс, электроэнергию и CO_2 .

БЕЗОПАСНОСТЬ И ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Водород используется в промышленности десятилетиями, его свойства давно и хорошо изучены. Водород взрывоопасен только в смеси с воздухом в определенных условиях (особенно в закрытых помещениях) — в отличие, например, от ацетилена, взрывоопасного и без воздуха. Бак сжатого водорода не более опасен, чем бак с бензином или керосином — ведь в последний труднее ограничить доступ воздуха (что стало причиной катастрофы рейса TWA800 в 1996 году, унесшей жизни 230 человек). Пламя от горения водорода чаще всего невидимо, но для его обнаружения уже используют специальные датчики.

Безопасность водородных технологий — важная составляющая часть национальных водородных программ. Например, в рамках европейской программы FCH JU существует инициатива European Hydrogen Safety Panel. Глобальный характер водородной экономики требует усиления международного сотрудничества — в том числе, гармонизации национальных стандартов по всей технологической цепочке при активном участии поставщиков водорода и оборудования. Поэтому у технического регулирования ключевая роль в деле обеспечения безопасности водородных технологий. Стандартизацией на международном уровне занимается профильный комитет ISO — ISO/TC 19788.

МЕСТО РОССИИ В ГЛОБАЛЬНОЙ ВОДОРОДНОЙ ЭКОНОМИКЕ

Россия пока (за точечными исключениями) остается в стороне от международных сообществ и партнерств, развивающих водородные технологии, хотя университеты и институты РАН имеют значительные взаимосвязи с коллегами во многих странах. В промышленных кругах доминирует осторожное, консервативное отношение к теме. Всё это вместе существенно сдерживает развитие не только водородных, но вообще любых низкоуглеродных технологий (возобновляемой энергетики, энергоэффективности, электротранспорта и т.д.).

В России пока отсутствует не только национальная водородная программа, но даже и видимая координация различных исследовательских групп и интересов. Тем не менее, существуют заделы и научные разработки, идут обсуждения инновационных стратегий крупнейших российских компаний.

На стороне производства, как и во всем мире, в России существуют отработанные технологии получения «серого» водорода. Они используются на нефте- и газоперерабатывающих заводах (конверсия метана), электростанциях (электролиз) — причем весь производимый водород используется на месте — например, для повышения качества переработки углеводородов или в системах охлаждения генераторов электростанций.

Крупнейший производитель электролизеров — ПАО «Уралхиммаш» (г. Екатеринбург) — выпускает установки производительностью до 300 кубометров водорода в час.

Крупнейшие российские энергетические компании — «Газпром» и «Росатом» — работают над технологиями получения водорода с минимальным углеродным следом за счет адиабатической конверсии метана и высокотемпературных атомных реакторов. Технологии далеки от реализации. На стадии лабораторного тестирования у российских разработчиков находятся такие технологии, как получение водорода окислением алюминия в воде (Объединенный институт высоких температур Российской академии наук, ОИВТ РАН) и топливные процессоры для конверсии природного газа и дизтоплива (Филиал «Центральный научно-исследовательский институт судовой электротехники и технологии» («ЦНИИ СЭТ») ФГУП «Крыловский государственный научный центр»).

Научными разработками в сфере электролиза занимаются Курчатовский институт и Институт высокотемпературной электрохимии Уральского отделения РАН.

Сфера транспорта и хранения водорода развита в меньшей степени, поскольку он потребляется в месте производства.

В крупных российских городах автотранспорт является основным загрязнителем воздуха оксидами азота, серы и другими опасными веществами — поэтому города начинают всерьез рассматривать электротранспорт как решение экологических проблем. Так, Москва до конца 2019 года закупит 300 электро-

бусов и планирует покупать ежегодно столько же до 2021 года, после чего это количество может возрасти.

Водородный электротранспорт (FCEV) может быть предпочтительнее аккумуляторного (BEV) в российских условиях, поскольку в этом случае исключается негативное влияние низких температур наружного воздуха на запас хода.

Конкурентоспособность водородных технологий по сравнению с газомоторным транспортом, аккумуляторными электромобилями, ветровыми или солнечными электростанциями, электростанциями на СПГ или сжиженных углеводородных газах — предмет анализа в каждом конкретном случае, с учетом возможных изменений в стратегии низкоуглеродного развития России.

Водородные технологии в глобальном масштабе неизбежно будут развиваться — в первую очередь потому, что без них невозможно достичь целей по борьбе с глобальным изменением климата. Зародившийся мировой водородный рынок, очевидно, будет конкурировать с рынками углеводородов.

Заключение

Энергетика возникла вместе с человеческой цивилизацией, она развивалась, возросла вместе с человечеством, преодолевала этапы промышленного развития, удовлетворяла потребности очередного экономического уклада. Но когда в начале нового тысячелетия показалось, что развитие энергетических отраслей вышло на плато, уже всё изобретено, прорывов можно ждать только на каких-то высокотехнологических направлениях вроде термоядерного синтеза, который уже должен, наконец, оправдать ожидания и предъявить результат, стать успешным и эффективным, — вот тогда и случилась неожиданность.

Традиционные энергоресурсы — нефть и газ — предстали в новом свете: оказалось, что их можно извлекать из хорошо известных плотных осадочных пород с помощью хорошо известных по отдельности технологий — горизонтально-направленного бурения и гидроразрыва пласта, но с доселе неизвестной эффективностью.

Всё дело оказалось в особом сочетании этих технологий, хорошем знании местной геологии, использовании современного оборудования, применении специально подобранных материалов, привлечении достижений вычислительной техники и искусственного интеллекта. И приложении интеллекта и воли вполне традиционных, человеческих, но сильно мотивированных и свободных от предубеждений.

В результате произошла цепная реакция: все энергетические рынки пришли в движение, все энергетические технологии получили импульс для развития, все производители и потребители энергоресурсов стали искать и находить доступные альтернативы и технологии увеличения эффективности.

Стоит оглянуться и попытаться понять — стала ли сланцевая революция в США закономерным итогом векового развития нефтегазовой отрасли или это случайность? В пользу первого говорит диалектика: нет ничего удивительного в том, что количество переходит в качество, такое случается сплошь и рядом, в разных отраслях, в разных масштабах, в разные времена, в разных странах. Прогресс приходит неожиданно для сторонних наблюдателей, для которых всегда результат чужих достижений — дело случайного везения.

С другой стороны, успех Джорджа Митчелла в освоении сланцевых залежей на плее Barnett в Техасе — дело случая. Митчеллу повезло с геологией: для получения промышленного притока газа оказалось достаточно сочетания горизонтальной скважины с однократным гидроразрывом пласта. В других местах, на других плеях такое невозможно — коммерчески оправданным может быть только многостадийный гидроразрыв. При этом, разумеется, это был закономерный результат двадцатилетних усилий талантливого и упорного человека, феномен которого еще предстоит изучить.

Что дальше?

Будущее неизвестно, его невозможно предугадать, вычислить, смоделировать, спрогнозировать. Достаточно посмотреть на то, как год от года меняются прогнозы добычи даже традиционных энергоресурсов. Ведущие мировые агентства отказались от самого понятия «долгосрочный прогноз», они предпочитают говорить о сценарном взгляде на будущее. Неудивительно, ведь им приходится постоянно корректировать свои позиции по отношению к траектории развития известных, традиционных энергетических технологий и рынков, а на подходе всегда что-то новое, от которого еще неизвестно, чего ждать.

Что же можно сказать о неизвестных источниках энергии?

Министру обороны США Дональду Рамсфелду принадлежит изречение: «Есть известное известное — это вещи, о которых мы знаем, что знаем их. Есть также известное неизвестное — вещи, о которых мы знаем, что их не знаем. Но еще есть неизвестное неизвестное — это то, о чем мы не знаем, что не знаем этого». Это не только о «черных лебедях», о которых писал Нассим Талеб и которые принято воспринимать как неприятности, о которых мы пока не догадываемся. Речь о новых возможностях, которые могут открыться внезапно и резко изменить всю картину.

Успешное и широкомасштабное освоение сланцевых энергоресурсов стало сюрпризом для энергетических рынков, но это относится ко второй категории — известное неизвестное. Есть известный ресурс, который было неизвестно как монетизировать. К этой же категории относятся традиционные технологии возобновляемой энергетики — ветровая и солнечная.

Даже в этих видах возобновляемой энергетики не всё заранее известно. До сих пор развитие мировой ветровой энергетики опережало по объемам выработки электроэнергии солнечную, но в дальнейшем, по разным прогнозам, солнечная обгонит ветровую. При этом в ветровой энергетике появляются новые направления, такие как плавучие ветроустановки, не ограниченные прибрежным мелководьем. Именно за ними перспектива освоения энергии мощных океанских ветров.

Рано или поздно те или иные технологии возобновляемой энергетики станут доступными, эффективными и конкурентоспособными по отношению к углеводородной энергетике. Для полноценного встраивания ВИЭ в энергосистему понадобятся накопители энергии, но их разработка и внедрение тоже вопрос времени и привлечения необходимых инвестиций. Ресурс известен, проблемы ясны, результат работы не станет сюрпризом.

Другое дело новые направления развития, еще не вышедшие из лабораторий и не проявившие себя. Они уже ближе к третьему виду по Рамсфелду — неизвестному неизвестному.

Новости могут исходить даже от бизнес-моделей. Простой пример: всего за пару лет в Москве появился новый вид бизнеса — предоставление автомобилей для совместного использования, каршеринг. Еще через несколько лет такси, каршеринг и беспилотные автомобили смогут стать единой услугой.

Возможно, для пользователей нового средства передвижения будет непринципиально — или даже неизвестно — используется ли в качестве энергоносителя бензин, электричество или водород. В случае массового распространения этой модели нефтяной бизнес ждет свой «черный лебедь». Глобальный отказ от пластиковой упаковки также способен внести серьезные коррективы в будущую корзину первичного энергопотребления. И так далее — о неизвестном можно долго не говорить.

Важно не забывать главное: технологические достижения имеют свойство накапливаться и переходить на новый качественный уровень. Развитие имеет только одно направление: невозможно разучиться делать то, что человечество уже умеет хорошо делать. Невозможно забыть, как добывать огонь и вырабатывать электричество. Можно только делать всё лучше, дешевле, эффективнее, чище, безопаснее для окружающей среды. Вот этот вектор развития и можно считать энергопереходом.

Библиография

К главе 1

1. *Иванов Н.А.* Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов / Н.А. Иванов. — М.: Магистр, 2014. — 304 с.
2. *Иванов Н.А.* Роль энергетической политики США в освоении нетрадиционных нефтегазовых ресурсов // Современные производительные силы. 2014. № 1, с. 162–171.
3. *Иванов Н.А.* Американская сланцевая революция и ее влияние на мировой нефтяной рынок // Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции / Отв. ред. С.В. Жуков. — М.: ИМЭМО РАН, 2017. — 192 с., стр. 10–23.
4. *Иванов Н.А.* Сланцевый газ и национальные интересы США. // США и Канада: политика, экономика, культура. 2013. № 7, с. 67–80.
5. *Иванов Н.А.* Сланцевые мечты и реальность. Подходы к подготовке долгосрочных прогнозов добычи сланцевого газа и нефти плотных пород в США нуждаются в обновлении // Нефть России. 2015. № 1–2, с. 36–40.
6. *Иванов Н.А.* Кто достоин рыночной доли. Вступив в борьбу с Саудовской Аравией, США повышают эффективность добычи и наращивают поставки нефтепродуктов, но не спешат отменять запрет на экспорт сырья // Нефть России. 2015. № 10, с. 42–47.
7. *Иванов Н.А.* США как второй балансирующий поставщик мирового нефтяного рынка // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2015. № 9, с. 44–47.
8. *Иванов Н.А., Шуркалин А.К.* Сланцевые истоки трансформации мировой энергетики. // Нефть, газ и бизнес. 2016. № 5, с. 18–20.
9. *Иванов Н.А.* Ресурсная неопределенность сланцевой добычи // Энергетическая политика. Вып. 6. 2016 г., с. 64–70.
10. *Иванов Н.* Сланцевый вызов. Кто и как на него отвечает // Приложение к журналу «ТЭК. Стратегии развития». 2010. № 2.
11. Annual Energy Outlooks 2000–2019. U. S. Energy Information Administration.
12. *Shellenberger M., Nordhaus T., Trembath A., Jenkins J.* Where the Shale Gas Revolution Came From. Government's Role in the Development of Hydraulic Fracturing in Shale // Breakthrough Institute Energy & Climate Program. — The Breakthrough Institute, May 2012 г. — 3001 2014 г.
13. World Energy Outlooks 2012–2016. IEA. 2012. URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/PresentationtoPress.pdf> (Дата обращения: 15.03.2016).

К главе 2

1. А. Конопляник. О новой парадигме развития мировой энергетики, рисках и вызовах для России и мира. // Москва, Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 2019 г., 110 с.
2. А. Конопляник. О грядущей (неизбежной?) смене парадигмы развития мировой энергетики и связанных с этим рисках и вызовах для России и мира (с. 151–180) — в кн.: «Системные исследования в энергетике: методология и результаты», М., Издательский дом МЭИ, 218, 308 с.
3. A. Konoplyanik. The (New) Political Economy of Oil and Gas: The Implications of the Changing Dominant Paradigm of International Energy Development (Chapter 16, pp. 241–278) — in: “International Political Economy of Oil & Gas: Governing the Resources in a Changing Political, Regulatory and Business Contexts”, Palgrave Macmillan, 2017, XXI+300 pp.
4. A. Konoplyanik. The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective (pp. 65–106). — in: “Handbook of Shale Gas Law and Policy”/ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016, 412 pp.
5. А. Конопляник. Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы. // «ЭКО», 2014, № 5, с. 111–126.
6. А. Конопляник. «Эффекты домино» американской сланцевой революции. // «Вестник аналитики», 2014, № 1(55), с. 87–94.
7. A. Konoplyanik. The economic implications for Europe of the shale gas revolution. // “Europe’s World”, 13 January 2011.
8. А. Конопляник. Сланцевый газ: не конкурент, но стимулятор реформы экспортного ценообразования Газпрома (комментарий к статье К. Барыш «Сланцевый газ и энергобезопасность Евросоюза»). // «Нефтегазовая Вертикаль», 2010 г., № 18, с. 28–29.
9. The Future of Natural Gas. An Interdisciplinary MIT Study, 2011.
10. Ida Tarbell. The History of the Standard Oil Company, Volume 1 & 2, McClure, Phillips and Co., 1904
11. Robert McNally. Crude Volatility. The History and the Future of Boom-Bust Oil Prices. Columbia University Press, 2017, 336 p.
12. И. А. Копытин, А. О. Масленников, М. В. Сеницын. «США: проблемы интеграции рынков природного газа и электроэнергии» / под ред. С. В. Жукова и В. В. Тацян. // М.: Магистр, 2014, 334 стр.
13. А. Конопляник. Очень своевременная книга. // «Нефтегазовая Вертикаль», 2015, № 13–14, с. 44–45.
14. Dan Yergin. The Prize: The Epic Quest form Oil, Money, and Power. Simon & Schuster, 1990, 912 p.
15. A. Konoplyanik. How is Russia’s Gas Export Strategy Evolving and Why Will it Work for Russia? (Part 1). // “Oil, Gas, Energy Law Intelligence” (OGEL), May 2016 (provisional issue), 17 pp.

16. A. Konoplyanik. Russian gas in Europe: Why adaptation is inevitable. // "Energy Strategy Reviews", March 2012, Volume 1, Issue 1, p. 42–56
17. A. Konoplyanik. Russia's evolving gas export strategy. // "Energy Economist", Issue 408, October 2015, p.11–16.
18. А. Конопляник, Дж. Сун. Есть ли шансы у американского СПГ? Падение нефтяных цен привело к изменению баланса конкурентоспособности двух моделей ценообразования на сжиженный газ в странах АТР. // «Нефть России», 2016, № 5–6, с. 11–19.
19. H. Rogers. Does the Portfolio Business Model Spell the End of Long-Term Oil-Indexed LNG Contracts? // Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight: 10, April 2017, 21 pp.
20. А. Конопляник. Рынок СПГ — драйвер перемен (Развитие торговли сжиженным природным газом ведет к существенным трансформациям в экономической и политической сферах). // «Нефтегазовая Вертикаль», 2018, № 23–24, с. 37–44 (часть 1-я цикла из четырех статей).
21. M. Belova, E. Kolbikova. US LNG Competition Evaluation and Export Prospects. // OGEL Special Issue on "Liquefied Natural Gas (LNG)", Vol. 15 — issue 4, November 2017, 17 pp. (Addendum May 2018)
22. М. Белова, Е. Колбикова. Американский СПГ: законодатель мод на газовом рынке или удачный маркетинговый ход? // «Газовая промышленность», май 2018, № 5, с. 32–35.
23. М. Нечаева. Американская ошибка за чужой счет. // «Нефтегазовая Вертикаль», 2017, № 7–8, с. 112–116.
24. M. Nechaeva. American Mistake at Someone Else's Expense. // OGEL Special Issue on "Liquefied Natural Gas (LNG)", Vol. 15 — issue 4, November 2017, 8 pp. (Addendum May 2018)
25. J.J. Arps. Estimation of primary oil reserves. // Transactions AIME (Journal of Petroleum Technology), 1956, v. 207, p. 182–191.
26. "Financial Times" shale gas series, 22–25 April 2012.
27. "Remarks by the President in State of the Union Address, January 24, 2012", United States Capitol, Washington, D.C.
28. Е. Корзун. Третья нефтяная сила. // «Нефть и газ», тематическое приложение к газете «Коммерсантъ», 16.06.2015, с. 13.
29. S. Pfeifer. Finds that form a bedrock of hope. // Financial Times shale gas series, 22.04.2012
30. Verleger-Jr. P. K. The coming US boom and how shale gas will fuel it. // Financial Times, 25.04.2012.
31. United States: The Revolution Will Eat Its Children. // "Shale Gas Investment Guide/Poland", Winter 2012, p.87–88.
32. J. Dizard, 'Familiar echoes in shale gas boom' // "Financial Times", 6.5.2012.
33. А. Конопляник. О возможных последствиях превращения США в экспортера СПГ (приглашение к дискуссии). // Московский международный

энергетический форум «ТЭК России в XXI веке» (ММЭФ-2013), Круглый стол/открытое заседание Программного комитета ММЭФ-2013 «Энергетическая Стратегия» России: догма или изменяющийся взгляд на перспективу?», Москва, 07 февраля 2013 г.

34. Bielenis Villanueva-Triana (Shale Analyst, Rystad Energy). Impact of North American Shale Development. Presentation — Extract. // “Unconventional Oil & EOR Russia Conference”, December 3, 2014, Moscow, slide 11.
35. Jonathan Stern and Bassam Fattouh, Oxford Institute for Energy Studies. Lower Oil and Gas Prices: new phenomenon or history repeated? Presentation at the “ENERGETIKA-XXI”, St.Petersburg, 12 Nov. 2015, slide 18.
36. Trace Alloway. Crude slide sparks oil-related debt fears. // “Financial Times”, 22/23.11.2014, p.15.
37. Costanza Jacazio, Senior gas analyst, International Energy Agency. Gas: medium-Term Market Report 2015. Market Analysis and Forecast to 2020. // Presentation at The Center on Global Energy Policy, Columbia University, New York, NY, USA, 20.06.2016

К главе 7

1. Голубчик А.М., Катюха П.Б., «Возможность применения электронного коносамента в практике международных нефтетрейдеров», Российский внешнеэкономический вестник. — 2017. № 4, с. 98.
2. Иванов Н.А. Американская сланцевая революция и ее влияние на мировой нефтяной рынок. Монография: Мировые рынки нефти и природного газа: ужесточение конкуренции. Москва, ИМЭМО РАН, 2017., с. 10–23
3. Катюха П.Б. Торговля углеводородами на мировых энергетических рынках — М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. — 350 с.
4. Катюха П.Б., Цветаев Ю.В. Нефтяные контракты в евро в условиях растущей неопределённости на мировых энергетических рынках. Российский внешнеэкономический вестник — 3–2019. с. 101–117.
5. Телегина Е.А. Углеводородная экономика, Том 1 — М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. — 441 с.
6. Фейгин В.И., Громов А.И., Титов А.В. Турбулентность мирового нефтяного рынка: вызов перед экспертным сообществом. Презентации, 26 марта, 2019 г., Москва ИПН РАН. С 1–14.
7. Щербанин Ю.А., Голубчик А.М., Катюха П.Б. Логистика и трейдинг в нефтегазовой отрасли. В 2-х книгах. — М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016.
8. <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MCRI-MUS 1&f=A>; и <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=-PET&s=MCRFPUS 1&f=A>

9. <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=T>
10. <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=mcrf-pus1&f=a>
11. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37821>
12. https://www.eia.gov/petroleum/weekly/archive/2019/190605/includes/analysis_print.php
13. <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=mcrim-us1&f=m>
14. <https://www.cmegroup.com/content/dam/cmegroup/rulebook/NY-MEX/2/200.pdf> и <https://www.argusmedia.com/en/news/1784767-ice-cme-houston-contracts-reflect-different-barrels>
15. <https://www.reuters.com/article/us-usa-oil-permian/as-permian-oil-production-turns-lighter-price-outlook-darkens-idUSKCN1T71B7>
16. <https://www.reuters.com/article/usa-crude-midland/corrected-u-s-midland-crude-discount-narrows-to-seven-month-low-idUSL2N1WZ0RX>
17. <https://www.cmegroup.com/trading/why-futures/welcome-to-nymex-wti-light-sweet-crude-oil-futures.html>
18. <https://www.reuters.com/article/us-magellan-mids-energy-crude-pipeline/u-s-oil-projects-begin-to-falter-as-producers-curb-spending-idUSKCN1R72X1>
19. https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_exp_dc_NUS-Z00_mbb1_m.htm

К главе 8

1. Маланичев А. Г. (2016). Анализ рациональности решений Саудовской Аравии об объемах добычи нефти в период низких цен на нефть // Микроэкономика, № 6, 33–38.
2. Маланичев А. Г. (2018a) Моделирование экономических колебаний добычи сланцевой нефти // Журнал Новой экономической ассоциации. — 2018. — № 2(38) — С. 54–74. — Режим доступа: <http://journal.econorus.org/pdf/NEA-38.pdf>. — English version: <https://ideas.repec.org/a/nea/journal/y2018i38p54-74.html>
3. Маланичев А. Г. (2018b) Сланцевая нефть: потенциал добычи как функция ее цены // Экономический журнал ВШЭ. — 2018. — № 2 (22). — С. 59–83. — Режим доступа: <https://ej.hse.ru/2018-22-2/220709175.html>
4. Маланичев А. Г. (2018c). Пределы технологической эффективности добычи сланцевой нефти в США // Форсайт. — 2018. — № 4. — С. 78–89. — Режим доступа: <https://foresight-journal.hse.ru/2018-12-4/229729563.html>
5. Маланичев А. Г. (2018d) Использование аддитивной модели для прогнозирования баланса мирового рынка нефти и его составляющих // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 9. — С. 76–80. — Режим доступа: http://www.oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=11433&art=232292

6. Настыч М. А. (2018), Анализ кооперативных соглашений на мировом рынке нефти // РЖМ. — 2018. — 16 (3). — С. 371–392. — Режим доступа: <https://pureportal.spbu.ru/files/35207985/rjm.pdf>
7. Alkhathlan, K., Gately, D. Javid, M. 2014. Analysis of Saudi Arabia's behavior within OPEC and the world oil market. *Energy Policy* 64, 209–225.
8. Baffes, J., Kose, M.A., Ohnsorge, F., Stocker, M., 2015. The Great Plunge in Oil Prices: Causes, Consequences, and Policy Responses. World Bank Group, PRN 15/01.
9. Behar, A., Ritz, R.A., 2017. OPEC vs US shale: Analyzing the shift to a market-share strategy. *Energy Economics* 63, 185–198.
10. Fattouh, B., Poudineh, R., Sen, A., 2016. The dynamics of the revenue maximization–market share trade-off: Saudi Arabia's oil policy in the 2014–15 price fall. *Oxford Review of Economic Policy* 32, 223–240.
11. Griffin J. M. (2018) The Saudi 2014 gambit: a counterfactual analysis. *Mineral Economics*, 31, 253–261.
12. Mănescu, C.B., Nuño G., 2015. Quantitative effects of the shale oil revolution. *Energy Policy* 86, 855–866. World Bank. MENA QUARTERLY ECONOMIC BRIEF. Economic Implications of Lifting Sanctions on Iran, 5, 2015.
13. Rats, M., Sergeant, A. 2019. OPEC: Fighting an Uphill Battle. The Oil Manual | Global. Morgan Stanley Research, July 2, 32.

К главе 9

1. Бушуев В., Исаин Н. Насколько закономерны цены на нефть? Нефть России. 2012. № 12. С. 19–23.
2. Жуков С. В., Копытин И. А., Масленников А. О. Интеграция нефтяного и финансового рынков и сдвиги в ценообразовании на нефть. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А. С. Некрасова)». Сто двадцать восьмое заседание от 27 марта 2012 года. Издательство: ИНП РАН, Москва. 2012.
3. Конопляник А. А. Однополярный нефтяной мир — реальная перспектива. Экспертный канал «Экономическая политика». 5 сентября 2013 г.
4. Конопляник А. А. В поисках справедливости. Нефть России. 2011. № 10. С. 30–33.
5. Конопляник А. А. В поисках справедливости. Нефть России. 2011. № 11. С. 11–16.
6. Башмаков И. А. Цены на нефть: пределы роста и глубины падения. Вопросы экономики. 2006. № 3. С. 4–6.
7. Цибульский В. Ф. Энергетический индикатор состояния экономики. Доклад на Открытом семинаре «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А. С. Некрасова)» от 28 мая 2013 г.
8. М. Н. Узяков, А. А. Янговский, М. Ю. Ксенофонтов, В. В. Семикашев, А. Ю. Колпаков. Комплексный подход к построению согласованных сценариев мировых

производства, потребления и цены нефти. Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 8–14.

9. Семикашев В. В., Колпаков А. Ю. Построение согласованных сценариев мировых производства, потребления и цены нефти. Материалы сто шестьдесят седьмого заседания постоянно действующего открытого семинара «Экономические проблемы отраслей топливно-энергетического комплекса (семинар А. С. Некрасова)» от 29 марта 2016 г. 88 с.
10. А. А. Широ́в. Энергетическая стратегия в контексте достижения целей развития экономики России // Ж. Энергетическая политика, № 1, 2019

К главе 11

1. Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей. Т. Митрова, А. Собко, З. Сергеева. Энергетический центр Московской школы управления, 2018.
2. <https://www.csis.org/blogs/energy-headlines-versus-trendlines/how-much-does-us-lng-cost-europe>
3. <https://www.worldoil.com/news/2019/6/2/toshiba-sells-stake-in-freeport-lng-plant-for-815-million>
4. <https://www.reuters.com/article/china-gas-auction/update-1-chongqing-oil-and-gas-exchange-sold-pipeline-gas-in-debut-trading-idUSL3N1SN3EU>
5. <https://www.hellenicshippingnews.com/chongqing-exchange-auctions-first-lng-from-non-chinese-supplier/>
6. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/071119-platts-ice-agree-to-launch-lng-electronic-platform>
7. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/112918-pegas-to-launch-lng-futures-settled-against-platts-jkm>
8. <https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL3N21G25Q>
9. <https://uk.reuters.com/article/asia-lng-electronic/refile-asias-spot-lng-benchmark-goes-digital-with-launch-of-electronic-platform-idUKL4N24B1TJ?>
10. <https://www.businesswire.com/news/home/20181206005500/en/Tellurian-Vitol-Sign-MOU-15-year-LNG-sale>
11. <https://www.lngworldnews.com/nextdecade-inks-20-year-lng-supply-deal-with-shell/>
12. <https://www.businesswire.com/news/home/20190603005215/en/>
13. GIIGNL. LNG Industry, Annual Report 2019
14. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/041719-analysistokyo-gas-coal-linked-lng-contract-signals-strong-push-for-price-diversification>
15. <http://www.gazpromexport.com/esp/espgazex/>

К главе 12

1. BP Statistical Review of World Energy Workbook, 2014–2019 гг.
2. Конопляник А. А., « Цены на нефть: четыре фактора неопределенности», информационный ресурс РБК, 18.07.2016 // <http://www.rbc.ru/opinions/economics/18/07/2016/578cc8bf9a79470d56aca750?from=newsfeed>
3. Лейрд, Э. Регулирование газового рынка и опыт Великобритании. Тез. докл. семинар ВР и Минэкономразвития РФ в ЦСР. 23–24.07. 2002 г. [Электронный ресурс] Газфорум — Режим доступа: http://www.gasforum.ru/analit/bp_02.shtml.
4. MacAvoy, P. The natural gas market: sixty years of regulation and deregulation / P. MacAvoy, Yale University Press. — 2000. — 29 с. и др.
5. Hayes, M.; Victor, D. “Politics, markets and the shift to gas: insights from the seven historical case studies”. In: Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040, p. 321, Eds.; Cambridge University Press, 2006, pp.319–356.
6. Макаров А. А., Григорьев Л. М., Митрова Т. А. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России, Аналитический центр при Правительстве РФ, Москва, 2015, с. 401.
7. Colombo E., El Harrak M., Sartori N., “The Future of Natural Gas Markets and Geopolitics”, *Lenthe/European Energy Review*, 2016, 239 p. // http://www.iai.it/sites/default/files/iai-ocp_gas.pdf
8. Jaffe A-M, Soligo R. “Militarization of Energy — Geopolitical Threats to the Global Energy System”, Baker Institute for public policy, 2008. — 73p. // <http://www.amymyersjaffe.com/content/pdf/IEEJMilitarization.pdf>
9. Данные Powernext [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.powernext.com/spot-market-data> — (Дата обращения: 6.09.2019).

К главе 13

1. А. А. Конопляник «Эффекты домино» американской сланцевой революции», Вестник аналитики, № 1, 2014
2. А. А. Конопляник «Американская сланцевая революция: последствия необратимы», ЭКО, № 5, 2014
3. Е. С. Орлова «Американский СПГ в Европе Влияние сланцевой революции США на рынки газа ЕС», *Oil&Gas Journal Russia*, июнь 2017 г.
4. М. Белова, Е. Колбикова «Американский СПГ на мировых рынках: успех или фиаско?», VYGON Consulting, апрель 2017 г.
5. Квартальный отчет ПАО «Газпром» за 4 квартал 2016 г.
6. Energy Information Administration
7. BP Statistical Review
8. Bloomberg
9. LNG IN EUROPE 2018–2019. An Overview of LNG Import Terminals in Europe

10. Thomson Reuters
11. Wood Mackenzie's Europe Energy Service

К главе 14

1. BP Statistical Review of World Energy 2019 p. 8 <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
2. The Energy Challenge Argentina's unconventional oil & gas resources are among the world's larges <https://www.ypf.com/Vacamuertachallenge/Paginas/index.html>
3. Hidrocarburos convencionales y no convencionales// Ciencia hoy Numero 134 24.10.2013 <http://cienciahoy.org.ar/2013/10/hidrocarburos-convencionales-y-convencionales/>
4. Shaleseguro.com <http://shaleseguro.com/argentina-desplazo-a-eeuu-como-segunda-reserva-mundial-de-shale-gas/>
5. Jonathan Gilbert Vaca Muerta finally produces oil, a century after its discovery WorldOil 25.06.2019
6. Презентация компании YPF <https://www.ypf.com/desafiovacamuerta/paginas/vaca-muerta.html>
7. Rystad Energy Will the vast potential of Argentina's Vaca Muerta shale play ever be unlocked? 5.11.2018 <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/Will-the-vast-potential-of-Argentinas-Vaca-Muerta-shale-play-ever-be-unlocked/>
8. Gutiérrez: "Vaca Muerta es y necesita ser política pública"// Télam 16.05.2019 <https://www.telam.com.ar/notas/201905/358743-omar-gutierrez-amcham-vaca-muerta.html>
9. Christopher Lenton Chevron Announces Vaca Muerta Pilot as Argentina Natural Gas Market Develops// Natural Gas Intelligence 5.03.2019 <https://www.naturalgasintel.com/articles/117620-chevron-announces-vaca-muerta-pilot-as-argentina-natural-gas-market-develops>
10. Former Chevron Boss Sets Sights On Vaca Muerta// Newsbase 19.03.2019 <https://newsbase.com/topstories/former-chevron-boss-sets-sights-vaca-muerta>
11. EIA: Growth in Argentina's Vaca Muerta shale, tight gas production leads to LNG exports //WorldOil 12.07.2019
12. Argentina LNG exports positioned to meet peak demand in Asia //Wood Mackenzie 13.06.2019 <https://www.woodmac.com/press-releases/argentina-lng-exports-positioned-to-meet-peak-demand-in-asia/>
13. Plan energetico de Argentina https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf
14. Macri reforms reshape Argentina's gas sector// Wood Mackenzie 28.02.2019 <https://www.woodmac.com/press-releases/argentina-gas-market/>

15. Vaca Muerta y los desafíos para convertirse en el “segundo campo argentino”// Infobae 19.06.2019 <https://www.infobae.com/campo/2019/06/25/vaca-muerta-y-los-desafios-para-convertirse-en-el-segundo-campo-argentino/>
16. Baker Institute The Battle for the Future Of Argentina’s Vaca Muerta: Neuquén’s 2019 Gubernatorial Election// Forbes 27.02.2019 <https://www.forbes.com/sites/thebakersinstitute/2019/02/27/the-battle-for-the-future-of-argentina-s-vaca-muerta-neuquens-2019-gubernatorial-election/#771812906ba0>
17. Las definiciones políticas que dejó el Precoloquio// Imneuquen.com 15.06.2019 <https://www.lmneuquen.com/las-definiciones-politicas-que-dejo-el-precoloquio-n637190>
18. Alberto Fernández: “Se enamoraron de Vaca Muerta y descuidaron todo lo demás”// Rio Negro 9.07.2019 <https://www.rionegro.com.ar/alberto-fernandez-se-enamoraron-de-vaca-muerta-y-descuidaron-todo-lo-demas-1033602/>
19. Debunked: The G20 clean gas myth //Oil Change International 2018 http://priceofoil.org/content/uploads/2018/06/debunked_g20_eng_07_web.pdf
20. The UN report confirms our position: Fracking needs to come to an end www.opsur.org.ar/blog/2018/11/05/the-un-report-confirms-our-position-fracking-needs-to-come-to-an-end/
21. Ф. Кабрепа Аргентина: сланцевый газ не спасет ни экономику, ни климат// Logos Press, Экономическое обозрение № 45 (1259) 07.12. 2018 http://logos.press.md/1259_15_2/
22. G20 Energy Ministers Communiqué <https://www.meti.go.jp/press/2018/06/20180618005/20180618005-1.pdf>
23. G20 Energy Ministers Communiqué <https://www.meti.go.jp/press/2018/06/20180618005/20180618005-1.pdf>
24. Vygon Consulting Мировой рынок СПГ: иллюзия избытка Декабрь 2018 с. 16 https://vygon.consulting/upload/iblock/542/vygon_consulting_lng_world_balance_2018.pdf
25. BP Energy Outlook 2019 edition p.80 <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>

К главе 15

1. Встреча с главой компании «Газпром» Алексеем Миллером // Администрация Президента России, 2019, URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/61486>
2. Кушкина (Летова) К (2012) О перспективах и проблемах разработки сланцевых залежей в Китае, Oil and Gas Journal, URL: <http://www.osp.ru/storage.php?id=61cb7f220733ed9352c3566bcd1e6686>
3. Кушкина (Летова) К. (2013) Дешевый газ для Китая закончился: в стране проведена очередная ценовая реформа, Oil and Gas Journal

4. Положение Министерства земли и природных ресурсов: “Синь фсянь ку-анчжун гунбао”; 03.12.2011
5. Презентация CNPC // US-China oil and gas industry forum, 2011, Чэнду, Китай
6. *Хуся Шубао* (2011) Гуоцзя неэнюаньцзючжан: эяньци кайфа гуйхуа вань-чэнь
7. *Andrews Speed, P.* (2004) Energy Policy and Regulation in the People’s Republic of China // UK: Kluwer Law International
8. *Aolin Leng, Zihan Liu, Guangyuan Xing, Yixin Li* (2019) China’s Investment Incentive Strategy for Shale Gas Development, *Emerging Markets Finance and Trade*, vol. 55
9. Beijing Subsidies Back Clean-energy Sources, *Wall Street Journal*, URL: <https://www.wsj.com/articles/despitglobal-glut-china-doubles-down-on-natural-gas-1469961966>
10. By Zheng Xin, Shale gas business firming up in China // *China Daily*, 2019, URL: <http://www.chinadaily.com.cn/a/201902/14/WS5c64a7f9a3106c65c34e9337.html>
11. *Caineng Zou, Yunyan Ni, Jian Li, Andrew Kondash, Rachel Coyte, Nancy Lau-er, Huiying Cui, Fengrong Liao, Avner Vengosh* (2018) The water footprint of hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China, *Science of The Total Environment*, vol. 630, pp. 349–356
12. China Auctions First Four Shale-Gas Blocks, *Xinhua Reports* // *Bloomberg*, 2011, URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2011-06-28/china-auctions-first-shale-gas-blocks-to-domestic-companies-xinhua-says>
13. China Awards More Shale Gas Blocks although Much Remains to be Seen // *CSIS*, 2013, URL: <https://www.csis.org/analysis/china-awards-more-shale-gas-blocks-although-much-remains-be-seen>
14. China Mineral Resources // Ministry of Natural Resources, 2018, URL: <https://www.gov.cn/xinwen/2018-10/22/5333589/files/01d0517b9d6c430bbb927e-a5e48641b4.pdf>
15. China shale gas tantalizing for private firms // *China Daily*, 2012, URL: http://www.chinadaily.com.cn/business/2012-12/11/content_16006176.htm
16. China’s Shale Gas Production Comes Up Short // *RFA*, URL: https://www.rfa.org/english/commentaries/energy_watch/chinas-shale-gas-production-comes-up-short-05202019110353.html
17. Chinese county stops shale gas mining amid quake fears // *Reuters*, 2019, URL: <https://www.reuters.com/article/us-china-quake-shalegas/chinese-county-stops-shale-gas-mining-amid-quake-fears-xinhua-idUSKCN1QF046>
18. “Close” link seen between Ohio earthquakes, shale gas water disposal: *USGS* // *Platts*, 2012
19. *Dong Wei, Hongyuan Liu, Kai Shi* (2019) What are the key barriers for the further development of shale gas in China? A grey-DEMATEL approach, *Energy Reports*, vol. 5, pp. 298–304

20. *Feng Hu; Debra Tan* (2018) No Water No Growth // China Water Risk URL: <http://www.chinawaterrisk.org/wp-content/uploads/2018/09/CWR-Report-No-Water-No-Growth.pdf>
21. *Huimin Tan, Jianhua Xu, Gabrielle Wong-Parodi* (2019) The politics of Asian fracking: Public risk perceptions towards shale gas development in China, *ENERGY RESEARCH & SOCIAL SCIENCE*, vol. 54 pp. 46–55
22. Is China Entering A Shale Gas Boom? // *Forbes*, 2011
23. Is China's plan to use a nuclear bomb detonator to release shale gas in earthquake-prone Sichuan crazy or brilliant? // *South China morning post*, URL: <https://www.scmp.com/news/china/science/article/2183466/chinas-plan-use-nuclear-bomb-detonator-release-shale-gas>
24. *Jia Ailin* (2018) Progress and prospects of natural gas development technologies in China, *Natural Gas Industry B*, vol. 5, pp. 547–557
25. *Jialiang Lu, Suping Zhao, Yuping Sun, Hongjun Tang* (2018) Gas production peaks in China: Research and strategic proposals, *Natural Gas Industry B*, vol. 5, pp. 371–379
26. *Jianliang Wang, Mingming Liu, Yongmei Bentley, Lianyong Feng, Chunhua Zhang* (2018) Water use for shale gas extraction in the Sichuan Basin, China, *Journal of Environmental Management*, vol. 226, pp. 13–21
27. *Liao Songze* (2019), Research progress of water-based mud on shale gas in China, *AIP Conference Proceedings*, Melville, vol. 2122
28. *Liu, N. N.* (2014) The choice of fiscal and tax policies to promote the development of shale gas industry in China, *Taxation Research* vol. 20, pp. 21–24.
29. *Ma Xinhua, Xie Jun* (2018) The progress and prospects of shale gas exploration and development in southern Sichuan Basin, SW China, *Petroleum Exploration and Development*, vol. 45, pp. 172–182
30. *Meiyu Guo, Yuan Xu, Yongqin David Chen* (2017) Catching environmental non-compliance in shale gas development in China and the United States, *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 121, pp. 73–81
31. *Meng Meng, Chen Aizhu*, BP latest oil major to exit China's shale gas after poor drilling results // *Reuters*, 2019, URL: <https://www.reuters.com/article/us-china-shale-bp/bp-latest-oil-major-to-exit-chinas-shale-gas-after-poor-drilling-results-idUSKCN1RN11R>
32. Opinions to Promote the Stable Development of Natural Gas // *The State Council*, 2018, URL: http://www.gov.cn/zhengce/2018-09/05/content_5319586.htm
33. *Shengxiang Long, Dongjun Feng, Fengxia Li, Wei Du* (2018) Prospect analysis of the deep marine shale gas exploration and development in the Sichuan Basin, China, *China Geology*, vol. 1, pp. 257–272
34. *Sher, P. W.* (2016) Social and Environmental Impacts of Shale Gas Development and Public Support for Fracking in China, Vancouver: University of British Columbia

35. Sinopec nets new shale deal, Upstream, 2019, URL: <https://www.upstreamonline.com/hardcopy/news/1178518/sinopec-nets-new-shale-deal>
36. *Spegele, B.* (2016) Business News: China Deepens Natural-gas Push — sinopect, others Boost Their Efforts in Shale, Beijing Subsidies Back Clean-energy Sources, Wall Street Journal, URL: <https://www.wsj.com/articles/despitglobal-glut-china-doubles-down-on-natural-gas-1469961966>
37. *Spegele, B., J. Scheck.* (2013) “Energy-Hungry China Struggles to Join Shale-Gas Revolution.” The Wall Street Journal
38. The 13th FYP shale gas development plan (页岩气发展规划) // National energy administration of China, 2016, URL: http://zfxgk.nea.gov.cn/auto86/201609/t20160930_2306.htm
39. Fact sheet: U.S. — China Shale Gas Resource Initiative // The White House; Office of the Press Secretary, 2009
40. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs // EIA, 2016, URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>
41. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States // EIA DOE (Energy Information Administration), 2011
42. *Xu Yongchang, Shen Ping, Li Yucheng* (1992) Natural Gas in Sinian Reservoirs of the Weiyuan Area, Sichuan Province: The Oldest Gas Field in China, Early Organic Evolution: Implications for Mineral and Energy Resources pp. 317–323
43. *Yu Zhang, Ashley Clark, John A. Rupp & John D. Graham* (2019) How do incentives influence local public support for the siting of shale gas projects in China?, Journal of Risk Research, vol. 10
44. *Zhao, Y. C.* (2015) Analysis on comparison between the development and preferential policies of shale gas and coalbed methane, China Coalbed Methane, vol. 12, pp. 43–47.

К главе 16

1. Павленко В. Ф. Территориальное планирование в СССР / В. Ф. Павленко. — Москва, Экономика, 1975. — 278 с.
2. Телегина Е. А., Халова Г. О. Энергетическая безопасность и энергетическая интеграция в Центральной Азии // Энергетическая политика. — 2017. — № 1. — С. 38–46.
3. History of civilizations of Central Asia. Dani, Ahmad Hasan., Masson, V. M. Har-matta, J., Puri, Baij Nath., Etemadi, G. F., Litvinskii, B. A. Paris: Unesco. 1992–2005. p. 8.
4. Mackinder, H.J., Democratic Ideals and Reality. A Study in the Politics of Reconstruction, National Defense University Press, 1996, pp. 175–193
5. Samuel P. Huntington. The Clash of Civilizations? Foreign Affairs, Summer 1993.
6. Abreu, Abache. «Analysis: LNG market risks oversupply from new export projects: CEOs.» Platts. [Электронный ресурс]. — Режим доступа:

- <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/052819-analysis-lng-market-risks-oversupply-from-new-export-projects-ceos>
7. «China's 2018 natural gas consumption rises 18 percent on year, imports jump 32 percent.» Platts. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/020119-chinas-2018-natural-gas-consumption-rises-18-on-year-imports-jump-32>
 8. Aizhu, Chen and Henning Gloystein. «China gas demand to surge in 2019, but maybe not enough to sop up LNG glut.» Reuters. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.reuters.com/article/us-china-gas-beijinggas/china-gas-demand-to-surge-in-2019-but-maybe-not-enough-to-sop-up-lng-glut-idUSKCN1RK0BW> (retrieved June 10, 2019).
 9. «China Sits on the World's Biggest Shale Gas Prize. Pumping It Out Is the Hard Part.» Bloomberg. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.bloomberg.com/news/features/2018-07-19/etrochina-sinopec-are-chasing-an-elusive-shale-boom>
 10. Grigas, Agnia. 2017. *The New Geopolitics of Natural Gas*. Cambridge, MA: Harvard University Press, p. 8.
 11. IEA World Energy Outlook 2018 Edition, p. 171.
 12. Miyamoto, Akira and Chikako Ishiguro. *The Outlook for Natural Gas and LNG in China in the War against Air Pollution*. Oxford Institute for Energy Studies. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/12/The-Outlook-for-Natural-Gas-and-LNG-in-China-in-the-War-against-Air-Pollution-NG139.pdf>, p. 26
 13. Aliyeva, Kamila. «Kazakhstan to increase gas supplies to China.» AzerNews. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.azernews.az/region/125507.html>
 14. Michel, Casey. «Line D of the Central Asia-China Gas Pipeline Delayed.» The Diplomat. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://thediplomat.com/2016/05/line-d-of-the-central-asia-china-gas-pipeline-delayed/>
 15. Miyamoto, Akira and Chikako Ishiguro. *The Outlook for Natural Gas and LNG in China in the War against Air Pollution*. Oxford Institute for Energy Studies. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/12/The-Outlook-for-Natural-Gas-and-LNG-in-China-in-the-War-against-Air-Pollution-NG139.pdf>, p. 45
 16. Sandalow, David, Akos Losz and Sheng Yan. «A Natural Gas Giant Awakens: China's Quest for Blue Skies Shapes Global Markets.» Columbia Center on Global Energy Policy. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/file-uploads/China%20Nat%20Gas%20Commentary_CGEP_June%202018_FINAL.pdf
 17. «Газпром» вернулся к Туркмении. Компания снова импортирует оттуда газ. «Коммерсантъ» от 15.04.2019. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/3945574>

18. Директор ТОО «Global Gas Regazification» Панаёт Саулиди: технология СПГ позволит решить проблему газификации северных регионов Казахстана. Интерфакс Казахстан. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.interfax.kz/?lang=rus&int_id=13&news_id=357
19. Назарбаев дал старт строительству газопровода «Сарыарка». Власть. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://vlast.kz/novosti/30838-nazarbaev-dal-start-stroitelstvu-gazoprovoda-saryarka.html?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop%7C
20. ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани». ПАО «Лукойл». [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://lucoil-international.uz/ru/About/GeneralInformation>

К главе 17

1. Иванов Н. А. Ресурсная неопределенность сланцевой добычи. *Энергетическая политика*. Вып. 6. 2016 г., с. 64–70.
2. Иванов Н. Труба тревоги нашей. *Новая газета*, 04.05.2012.
3. Иванов Н. А. *Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов*. Москва, Магистр, 2014. 304 с.
4. Иванов Н. А., Шуркалин А. К. Сланцевые истоки трансформации мировой энергетики. *Нефть, газ и бизнес*, 2016, № 5, сс. 18–20.
5. BP 2017 Energy Outlook. *BP p.l.c. 2017*.
6. BP 2018 Energy Outlook. *BP p.l.c. 2018*.
7. BP 2018 Technology Outlook. *BP p.l.c. 2018*.
8. CNPC 2017 Energy Outlook 2050. *CNPC ETRY 2017*.
9. Dale S., Fattouh B. Peak Oil Demand and Long-Run Oil Prices. *The Oxford Institute for Energy Studies*, Energy Insight: 25, January 2018. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/publications/peak-oil-demand-long-run-oil-prices/> (accessed 28.08.2018).
10. Fagan M. Sheikh Yamani predicts price crash as age of oil ends. *The Telegraph*. 25 Jun 2000. Available at: <http://www.telegraph.co.uk/news/uknews/1344832/Sheikh-Yamani-predicts-price-crash-as-age-of-oil-ends.html> (accessed 28.08.2018).
11. Fattouh B., Poudineh R., West R. The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy for oil companies and oil-exporting countries? *The Oxford Institute for Energy Studies*, OIES PAPER: MEP 19, May 2018. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/05/The-rise-of-renewables-and-energy-transition-what-adaptation-strategy-for-oil-companies-and-oil-exporting-countries-MEP-19.pdf>
12. Fattouh B., Poudineh R., West R. Energy Transition, Uncertainty, and the Implications of Change in the Risk Preferences of Fossil Fuels Investors. *The Oxford Institute for Energy Studies*, *Oxford Energy Insight*: 45, February 2019. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/01/Energy->

- Transition-Uncertainty-and-the-Implications-of-Change-in-the-Risk-Preferences-of-Fossil-Fuel-Investors-Insight-45.pdf (assessed 08.02.2019).
13. Fouquet, R. Historical energy transitions: Speed, prices and system transformation. *Energy Research & Social Science*, 13 (2016), 202–15.
 14. Global Energy Assessment — Toward a Sustainable Future, Cambridge University Press, Cambridge UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria. *GEA*, 2012.
 15. Hotelling, H. The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, 1931, vol. 39, no. 2.
 16. Hubbert M. K. Nuclear Energy and the Fossil Fuels. *Presented before the Spring Meeting of the Southern District, American Petroleum Institute*, Plaza Hotel, San Antonio, Texas, March 7–8–9, 1956.
 17. International Energy Agency. World Energy Outlook 2018. *OECD/IEA*, 2018.
 18. International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2017. *OECD/IEA*, 2017.
 19. *Mind the gap: the \$ 1.6 trillion energy transition risk*. Carbon Tracker, 2018. Available at: <https://www.carbontracker.org/reports/mind-the-gap/> (accessed 28.08.2018).
 20. Sovacool, B.K. How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. *Energy Research & Social Science*, 13 (2016), 202–15.
 21. Sovacool, B.K. and Geels, F.W. (2016). 'Further reflections on the temporality of energy transitions: A response to critics', *Energy Research & Social Science*, 22, 232–7.
 22. Smil, V. Debating Energy Transitions: A Dozen Insights based on Performance. *Energy Research and Social Science*, 2016.

К главе 18

1. Мастепанов А. М. О факторах ценообразования на мировом нефтяном рынке и роли сланцевой нефти в этом процессе // Нефтяное хозяйство. 2016, № 9, с. 6–10
2. Мастепанов А. М. Климат ориентированные сценарии в прогнозах Международного энергетического агентства // Экологический вестник России. 2017, № 6, с. 4–10
3. Мастепанов А. М. Новая энергетическая картина мира — новые вызовы и неопределённости развития нефтегазовой отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономич. журнал. 2017, № 11, с. 9–14
4. Мастепанов А. М. Мировая энергетика: основные проблемы и тенденции развития // Современная мировая политика: Учебник / Под ред. Е. П. Бажанова; Дипломатическая академия МИД России. — М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2018. Глава 4.

5. Мастепанов А. М. Основные тенденции и факторы развития мировой энергетики в 2010-е годы // Вестник Дипломатической академии МИД России. Россия и мир. 2019, № 2(20), с. 40–63
6. Мастепанов А. М. О глобальном потеплении, низкоуглеродной энергетике и перспективах нефтегазовой отрасли // Экологический вестник России, № 5, 2016, с. 20–31.
7. Top 10 Emerging Technologies 2019. Insight Report. World Economic Forum, June 2019. — URL: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Top_10_Emerging_Technologies_2019_Report.pdf
8. Future of Energy. Global Issue. Co-curated with: Massachusetts Institute of Technology — URL: <https://intelligence.weforum.org/topics/a1Gb00000038oN6EAI?tab=publications>
9. Global Energy Transformation: A roadmap to 2050. International Renewable Energy Agency, 2018. 76 P. — URL: <https://www.irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050>
10. Fereidoon Sioshansi. IEA: Future is electric and increasingly renewable — URL: <https://energypost.eu/iea-future-is-electric-and-increasingly-renewable/>
11. Сидорович В. Куда в энергетике ветер дует — URL: https://www.vedomosti.ru/opinion/articles/2019/07/15/806611-kuda-v-energetike-veter-duet?utm_campaign=newspaper_16_7_2019&utm_medium=email&utm_source=vedomosti
12. Poppy Kalesi. Methane, Europe's climate blind spot — URL: <https://gastechinsights.com/article/methane-europes-climate-blind-spot>
13. Мастепанов А. М. Глобализация и устойчивое развитие — новые вызовы и новые возможности // Энергетическая политика. 2012, Выпуск 3, стр. 12–16
14. World Energy Outlook 2018. OECD/IEA, 2018. 645/661 pages // Сайт IEA — URL: <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018>
15. BP Statistical Review of World Energy June 2019. — URL: <http://www.bp.com/statisticalreview>
16. Fostering Effective Energy Transition. 2019 edition. Insight Report. World Economic Forum, March 2019– URL: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2019.pdf
17. Perspectives for the Energy Transition: Investment needs for a low-carbon energy system (OECD/IEA and IRENA 2017). 204 pages // Сайт IRENA— URL: <https://www.irena.org/publications/2017/Mar/Perspectives-for-the-energy-transition-Investment-needs-for-a-low-carbon-energy-system>
18. 2017 Future Consensus Forum /Сборник материалов к Форуму/. Future Consensus Institute, 2017–243 p.
19. World Energy Outlook 2017. OECD/IEA, 2017. 782 pages — URL: <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2017>
20. Global Energy Transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition). International Renewable Energy Agency, 2018. 52 P. — URL: <https://www.irena.org/>

- publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050–2019Edition
21. Мастепанов А. М. Нефть в перспективном мировом энергетическом балансе: на перепутье мнений и оценок // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономич. журнал. 2019, № 4 (172), с. 5–8
 22. Energy Transition Outlook 2018. A global and regional forecast to 2050. 324 pages // Сайт DNV GL — URL: <https://eto.dnvgl.com/2018/#Energy-Transition-Outlook-2018>.
 23. BP Energy Outlook 2016 edition — URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2016.pdf>
 24. International Energy Outlook 2018 (IEO2018). Presentation// Сайт EIA — URL: https://www.eia.gov/pressroom/presentations/capuano_07242018.pdf
 25. Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2018 OPEC World Oil Outlook. September 2018. 394/412 pages // Сайт OPEC — URL: <http://www.opec.org>.
 26. BP Energy Outlook 2019 edition — URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>
 27. Дружина В. Миру нужно будет все меньше нефти в ближайшие десятилетия — URL: <https://www.vedomosti.ru/business/blogs/2016/07/13/649045-miru-menshe-nefti>
 28. Sulphur 2020, the oil market and fuel prices: What does the future hold? — URL: <https://www.2wglobal.com/news-and-insights/articles/features/sulphur-2020-and-the-oil-market-what-does-the-future-hold/>
 29. Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. Hydrogen Council November 2017, 80 pages — URL: http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up_Hydrogen-Council_2017.compressed.pdf
 30. IEA hosts high-level meeting on technologies for a clean energy future — URL: https://www.iea.org/newsroom/news/2019/july/iea-hosts-high-level-meeting-on-technologies-for-a-clean-energy-future.html?utm_campaign=IEA%20newsletters&utm_source=SendGrid&utm_medium=Email
 31. Maurice Berns, Christophe Brognaux, Alex Dewar, Marco Duso and Bas Sudmeijer. In a Warming World, How Should Big Oil Navigate the Future? — URL: <https://www.bcg.com/publications/2019/warming-world-big-oil-navigate-future.aspx>
 32. How is big oil is transitioning to power the future? — URL: https://www.ey.com/en_gl/oil-gas/how-can-big-oil-transition-to-power-the-future
 33. Oil and Gas Industry. Co-curated with: James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University — URL: <https://intelligence.weforum.org/topics/a1Gb0000000LOnGEAW?tab=publications>

К главе 19

1. A. Konoplyanik. The economic implications for Europe of the shale gas revolution. // "Europe's World", 13 January 2011.
2. А. Конопляник. Сланцевый газ: не конкурент, но стимулятор реформы экспортного ценообразования Газпрома (комментарий к статье К. Барыш «Сланцевый газ и энергобезопасность Евросоюза»). // «Нефтегазовая Вертикаль», 2010 г., № 18, с. 28–29.
3. A. Konoplyanik. How is Russia's Gas Export Strategy Evolving and Why Will it Work for Russia? (Part 1). // "Oil, Gas, Energy Law Intelligence" (OGEL), May 2016 (provisional issue), 17 pp.
4. A. Konoplyanik. Russian gas in Europe: Why adaptation is inevitable. // "Energy Strategy Reviews", March 2012, Volume 1, Issue 1, p. 42–56
5. A. Konoplyanik. Russia's evolving gas export strategy. // "Energy Economist", Issue 408, October 2015, p.11–16.
6. А. Конопляник, Дж. Сун. Есть ли шансы у американского СПГ? Падение нефтяных цен привело к изменению баланса конкурентоспособности двух моделей ценообразования на сжиженный газ в странах АТР. // «Нефть России», 2016, № 5–6, с. 11–19.
7. H. Rogers. Does the Portfolio Business Model Spell the End of Long-Term Oil-Indexed LNG Contracts? // Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight: 10, April 2017, 21 pp.
8. А. Конопляник. Рынок СПГ — драйвер перемен (Развитие торговли сжиженным природным газом ведет к существенным трансформациям в экономической и политической сферах). // «Нефтегазовая Вертикаль», 2018, № 23–24, с. 37–44 (часть 1-я цикла из четырех статей).
9. M. Belova, E. Kolbikova. US LNG Competition Evaluation and Export Prospects. // OGEL Special Issue on "Liquefied Natural Gas (LNG)", Vol. 15 — issue 4, November 2017, 17 pp. (Addendum May 2018)
10. М. Белова, Е. Колбикова. Американский СПГ: законодатель мод на газовом рынке или удачный маркетинговый ход? // «Газовая промышленность», май 2018, № 5, с. 32–35.
11. М. Нечаева. Американская ошибка за чужой счет. // «Нефтегазовая Вертикаль», 2017, № 7–8, с. 112–116.
12. M. Nechaeva. American Mistake at Someone Else's Expense. // OGEL Special Issue on "Liquefied Natural Gas (LNG)", Vol. 15 — issue 4, November 2017, 8 pp. (Addendum May 2018)
13. T. Bros. After the US Shale Gas Revolution. // Editions TECHNIP, Paris, 2012
14. A. Konoplyanik. US LNG vs Russian pipeline gas in the EU: to get rid of the rival? // Presentation at the Free webinar "US LNG and European gas market", organized by Vostock Capital prior to "LNG 2017 Congress Russia", Moscow-London, 26.10.2016

15. А. Конопляник. Продвижение СПГ США в Европу: американская специфика «рационального поведения» в условиях ужесточения многовекторной конкуренции на рынке газа и за его пределами. // Выступление на VI Международной конференции «Глобальные энергетические и экономические тренды», организованной Центром энергетических исследований ИМЭМО РАН им.Е.М.Примакова и факультетом международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им.И.М.Губкина, 21 декабря 2018 г., Москва, ИМЭМО РАН
16. А. Конопляник. Когда Америка всегда прежде всего... (Попытки выдавливания российского газа из Европы в пользу американского СПГ имеют исключительно прагматическую экономическую подоплеку со стороны США и политический инструментарий реализации). // «Нефтегазовая Вертикаль», январь 2019, № 1–2, с. 87–94 (часть 2-я цикла из четырех статей).
17. А. Конопляник. Этапы большого пути. Как Вашингтон пытается продвинуть в Европу свой СПГ и не пустить туда российский трубопроводный газ. // «Нефтегазовая Вертикаль», февраль 2019, № 3–4, с. 60–68 (часть 3-я цикла из четырех статей).
18. А. Конопляник. Врубаясь в Европу. США используют любые методы для «продавливания» своего СПГ на европейский газовый рынок. // «Нефтегазовая Вертикаль», 2019, № 5, с. 61–69 (часть 4-я цикла из четырех статей).
19. А. Конопляник. О конкурентных рынках и антиконкурентном поведении на примере СПГ США против российского трубопроводного газа в Европе. // «Энергетическая политика», 2018, № 6, с. 18–27.
20. А. Конопляник. Четвертый энергопакет ЕС? К чему готовится «Газпрому» в Европе. // «Нефтегазовая Вертикаль», 2018, № 3, с. 26–36.
21. А. Конопляник. Quo Vadis: оценка эффективности Третьего энергопакета ЕС или подготовка новой «линии Керзона»? // «Нефть, газ и право», 2017, № 4, с. 42–53; № 5, с. 47–56; № 6, с. 51–59.
22. А. Konoplyanik. EU Quo Vadis: a theoretical exercise with an anti-Russian flavour? // “Global Gas Perspectives”, 19 October 2017.

К главе 20

1. Приказ Минпромторга России N 651, Минэнерго России N 172 от 08.04.2014 (ред. от 14.01.2016) “Об утверждении Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 г.»
2. Приказ Минэнерго России от 01.03.2012 N 79 (с изм. от 28.12.2017) “О Плане развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года»
3. Приказ Минэнерго России от 28.12.2017 «О внесении изменений в Приказ Минэнерго России от 1.03.2012 № 79»
4. Постановление Правительства РФ № 1148 от 08.11.2012 “Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду

- при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа”
5. Брагинский О. Б. Современное состояние и тенденции развития мировой и отечественной нефтегазохимической промышленности // Открытый семинар «Экономика энергетики» (семинар А. С. Некрасова). — 2014. — 85 с. <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/seminar/energo/z154.pdf>
 6. Нефтехимическая отрасль России: стоит ли ждать перемен? // VYGON Consulting, декабрь 2017. <http://vygon.consulting/products/issue-1142/>
 7. Статистический сборник ТЭК России 2016 // Аналитический центр при Правительстве РФ. — июнь 2017 г. <http://ac.gov.ru/files/publication/a/13691.pdf>
 8. Нефтехимия в России: выбор вектора развития // ЕУ. — 2015. <http://www.eu.com/ru/ru/industries/oil--gas/ey-petrochemical-industry-in-russia-survey-tax-manoeuvre-and-development-plan>
 9. Акишин Д. Только начало пути: почему субсидии для нефтехимии не дают желаемого результата // Нефтегазовая вертикаль. — 2017. — № 12. — С. 38–42.
 10. Андрианов В. Беспризорная нефтегазохимия // Нефтегазовая вертикаль. — 2013. — № 13–14. — С. 99–103.
 11. Андрианов В. Игра в нефтехимические кластеры // Нефтегазовая вертикаль. — 2015. — № 15. — С. 72–78.
 12. Андрианов В. Лукойл: беспокойная газохимия // Нефтегазовая вертикаль. — 2013. — № 6. — С. 64–69.
 13. Андрианов В. Нефтехимические кластеры мира: невыученные уроки России // Нефтегазовая вертикаль. — 2013. — № 19. — С. 28–32.
 14. Андрианов В. Нефтехимия: возможности государства сильно ограничены // Нефтегазовая вертикаль. — 2015. — № 17–18. — С. 48–53.
 15. Андрианов В. Северо-Западный нефтехимический кластер: гладко было на бумаге // Нефтегазовая вертикаль. — 2015. — № 17–18. — С. 54–59.
 16. Андрианов В. Три карты нефтехимии: СУГ, нефть и этан // Нефтегазовая вертикаль. — 2013. — № 5. — С. 48–53.
 17. Ашпина О. План и Стратегия // The Chemical Journal. — 2014. — № 3. — С. 28–34.
 18. Брагинский О. Б. Новые тенденции развития мировой нефтегазохимической промышленности и российские реалии // НефтеГазоХимия. — 2017. — № 2. — С. 5–12.
 19. Брагинский О. Б. Этилен продолжает оставаться важнейшим базовым полупродуктом мировой нефтегазохимии // НефтеГазоХимия. — 2016. — № 2. — С. 14–22.
 20. Брелсфорд Р. Этилена хватит на всех // Oil & Gas Journal Russia. — 2015. — № 9. — С. 94–100.

21. Звуйковский Н. Попутный ветер: тенденции и перспективы российского рынка СУГ // Oil & Gas Journal Russia. — 2015. — № 8. — С. 80–85.
22. Звуйковский Н. Рынок ждет этилена: Российской нефтехимии необходимы новые мощности // Oil & Gas Journal Russia. — 2015. — № 9. — С. 102–106.
23. Ильиных Л. В. Китай: химические кластеры дельты Янцзы (часть 1, кластер Нанкин) // Вестник химической промышленности. — 2015. — № 3 (84). — С. 49–54.
24. Ильиных Л. В. Китай: химические кластеры дельты Янцзы (часть 2, кластер Шанхай и Нинбо) // Вестник химической промышленности. — 2015. — № 4 (85). — С. 43–50.
25. Кудинова О. Мифы, реальность и новая нормальность // The Chemical Journal. — 2016. — № 9. — С. 34–39.
26. Кудинова О. Н. Непромышленная политика // The Chemical Journal. — 2013. — № 10. — С. 32–35.
27. Кудинова О. Стратегия модернизации химпрома развитых стран // The Chemical Journal. — 2011. — № 8. — С. 20–29.
28. Максимова М. Кластеры и реальность: Российская нефтехимия развивается, но медленно и неравномерно // Oil & Gas Journal Russia. — 2014. — № 12. — С. 72–78.
29. Никитина А. Саудовская Аравия: газ и нефтехимия в приоритете // Нефтегазовая вертикаль. — 2013. — № 6. — С. 14–17.
30. Нуреев Р. Вавилон на пяточке // Нефтехимия РФ. — 2012. — № 1 (12). — С. 28–33.
31. Шаров А. Опыт Ирана — кластеры вблизи портов // The Chemical Journal. — 2013. — № 6. — С. 40–43.
32. Этановый индекс // Нефтехимия РФ. — 2013. — № 4 (20). — С. 34. <http://neftehimia-journal.ru/archive/2013/>
33. Презентация компании ПАО «СИБУР Холдинг», апрель 2018. http://investors.sibur.com/~media/Files/S/Sibur-IR/rus-presentation-archive/2018/SIBUR%20presentation_April%202018_rus.pdf
34. Porter M. Clusters and the new economics of competition // Harvard Business Review. — December 1998. — P. 77–90.
35. A new era for Iranian petrochemicals // KPMG. — August 2017. <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/uk/pdf/2017/08/a-new-era-for-iranian-petrochemicals>
36. BP Statistical review of world energy // BP. — 2017. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
37. Complexes of petrochemical industry // NPC. — May 2017. <http://english.nipc.ir/index.aspx?fkeyid=&siteid=71&pageid=2702>
38. Doing business report 2018 // World Bank. — 2018. <http://www.doingbusiness.org/reports/global-reports/doing-business-2018>

39. Economic survey of Singapore 2017 // Ministry of trade and industry of Singapore. — 2017. <https://www.mti.gov.sg/ResearchRoom/Pages/Economic-Survey-of-Singapore-2017.aspx>
40. ExxonMobil summary annual report // ExxonMobil. — 2006–2017. <http://corporate.exxonmobil.com/en/company/multimedia/publications/overview>
41. Facts and figures 2017 // CEFIC. — 2017. <http://www.cefic.org/Facts-and-Figures/>
42. Global chemical industry M&A outlook: driving forward through global uncertainty // Deloitte. — 2017. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Manufacturing/gx-global-chemical-2017-report.PDF>
43. GCC Plastic industry indicators 2016 // GPCA. — 2017. <http://gpca.org.ae/wp-content/uploads/2018/03/GCC-Plastics-Industry-Indicators-2016.pdf>
44. International survey of ethylene from steam crackers // Oil & Gas Journal. — 2015. — № 7. — P. 85–91.
45. Projects of petrochemical industry // NPC. — May 2017. <http://english.nipco.ir/index.aspx?fkeyid=&siteid=71&pageid=2703>
46. The GCC petrochemical and chemical industry facts and figures // GPCA. — 2016. <http://gpca.org.ae/2017/12/03/the-gcc-petrochemical-and-chemical-industry-facts-and-figures-2016/>
47. The global competitiveness report 2017–2018 // World Economic Forum. — 2017. <https://www.weforum.org/reports/the-global-competitiveness-report-2017–2018>
48. TOP 100 Chemical companies // ICIS. — 2017. <https://www.icis.com/pages/icis-top-100-chemical-companies/>
49. Economic survey of Singapore 2017 // Ministry of trade and industry of Singapore. — 2017. <https://www.mti.gov.sg/ResearchRoom/Pages/Economic-Survey-of-Singapore-2017.aspx>
50. ExxonMobil expects mid-year start-up for new US cracker // ICIS, April 2018. <https://www.icis.com/resources/news/2018/04/27/10216384/exxonmobil-expects-mid-year-start-up-for-new-us-cracker/>
51. Outlook for the chemical industry // BASF. — 2017. <https://report.basf.com/2017/en/managements-report/forecast/economic-environment/chemical-industry.html>
52. Saudi Arabia's chemical industry continues to grow // American institute of chemical engineers. — August 2014. https://www.aiche.org/sites/default/files/cep/20140864_2.pdf
53. Shale gas and new US chemical industry investment — \$ 194 billion and counting // American chemical council. — January 2018. <https://www.americanchemistry.com/Policy/Energy/Shale-Gas/Infographic-Shale-Gas-and-New-US-Chemical-Industry-Investment.pdf>
54. US ethane consumption, exports to increase as new petrochemicals plants come online // US EIA. — February 2018. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35012>

55. <https://www.americanchemistry.com/> — Американский химический совет (American chemical council)
56. <http://www.cefic.org/> — Европейский совет по химической промышленности (CEFIC)
57. <http://gpcsa.org.ae/> — Нефтехимическая ассоциация стран Персидского залива (GPCA)
58. <https://www.mti.gov.sg/> — Министерство торговли и промышленности Сингапура (Ministry of trade and industry of Singapore)
59. <https://minenergo.gov.ru/> — Министерство энергетики Российской Федерации
60. <https://www.bp.com/> — Официальный сайт компании BP
61. <http://corporate.exxonmobil.com/> — Официальный сайт компании Exxon-Mobil
62. <https://www.sibur.ru/> — Официальный сайт компании ПАО «СИБУР Холдинг»
63. <https://www.basf.com/> — Официальный сайт компании BASF
64. <https://www.eia.gov/> — Служба энергетической информации США (US EIA)
65. <http://www.gks.ru/> — Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации
66. <http://www.customs.ru/> — Федеральная таможенная служба Российской Федерации

К главе 21

1. Краснянский Г.Л., Яновский А.Б., Основные проблемы реструктуризации и оптимального использования средств государственной поддержки угольной промышленности. — М.: Горный вестник, 1995, № 1. — с. 51–62.
2. Краснянский Г.Л. Сланцевая революция и российский уголь. — Российская газета, № 5993(17), 29.01.2013. — с. 4.
3. Краснянский Г.Л., Сарычев А.Е., Скрыль А.И. Экономические кризисы и уголь России. — М.: Изд. Дом НИТУ «МИСиС», 2017. — 77 с.
4. Краснянский Г.Л. Рисунок углём. — Forbes, № 05 (158), 2017. — с. 2016–2019.
5. Малышев Ю.Н., Зайденварг В.Е., Зыков В.М., Краснянский Г.Л., Саламатин А.Г., Шафраник Ю.К., Яновский А.Б. Реструктуризация угольной промышленности. (Теория. Опыт. Программы. Прогноз). — М: компания «Росуголь», 1996. — 536 с.
6. Яновский А.Б. Основы реструктуризации угольной промышленности. — М.: Недра, 1995. — 136 с.
7. Башмаков И.А., Налог на углерод в системе налогов на энергию и экологических налогов. — Экологический вестник России. 2018. — с. 12–25.
8. Annual Coal Report 2017. — U. S. Energy Information Administration, Washington, 2018.
9. BP Energy Outlook. 2019 edition. — British Petroleum p.l.c., 2019.

10. China Energy Outlook 2050. — CNPC Economics & Technology Research Institute, 2017.
11. Coal Medium-Term Market Report 2018. Market Analysis and Forecasts to 2023. International Energy Agency. — IEA Publications, Paris, 2018.
12. Coal Information Statistics. International Energy Agency. — IEA Publications, Paris, 2019.
13. Energy Perspectives 2019: Long-term macro and market outlook. Equinor, 2019.
14. Global thermal coal markets. Wood Mackenzie Energy, metals and mining, chemicals, renewables Research & Consulting, March 2019.
15. Monthly Energy Review. August 2019. — U.S. Energy Information Administration, Washington, 2019.
16. Outlook for Market in 2019. — The Institute of Energy Economics, Japan, 2018.
17. Outlook for Energy: A perspective to 2040. — Exxon Mobil Corporation, Irving, Texas, 2019.
18. Ricketts B. (ed.) Coal Industry across Europe. 6th edition. — EUROCOAL: European Association for Coal and Lignite., 2017.
19. Shell LNG Outlook 2019. Shell Global, 2019.
20. Thermal coal: uncertainties and their impacts. Wood Mackenzie Energy, metals and mining, chemicals, renewables Research & Consulting, June 2019.
21. Trump Policy and the Oil Market. Energy Intelligence, 2019.
22. World Energy Balances. International Energy Agency. — IEA Publications, Paris, 2019.
23. World Energy Outlook. International Energy Agency. — IEA Publications, Paris, 2019.

К главе 23

1. Стратегический отчет IHS Markit «Арктик СПГ-2» как воплощение новой стратегии по СПГ в России».
2. Стратегический отчет IHS Markit «Проект «Ямал СПГ» компании НОВАТЭК: реализация российского «мега-проекта» продолжается, несмотря на трудности».
3. Стратегический отчет IHS Markit «Великое похолодание: как санкции ведут к замерзанию российской экономики».
4. Стратегический отчет IHS Markit «Проект «Ямал СПГ» компании НОВАТЭК: реализация российского «мега-проекта» продолжается, несмотря на трудности».
5. Стратегический отчет IHS Markit по СПГ «Мировой рынок СПГ в ожидании рекордного числа ОИР в 2019 и 2020 гг.».
6. Сергей Кудияров, «Когда научимся сжижать?» Эксперт, № 8 (18 февраля 2019 г.), стр. 18–22.
7. Василий Маринин и др. «Минтранс обошел «Росатом» на воде», РБК Daily, 27 июня 2018 г., стр. 10.

8. Независимая газета, 11 декабря 2017 г., стр. 1.
9. Еженедельное нефтегазовое обозрение агентства «Интерфакс» по России и СНГ, № 13, стр. 6.
10. Стратегический отчет IHS Markit «Баланс на мировом рынке газа: Северо-Западная Европа как точка опоры».

К главе 24

1. Е. В. Корзун. Нефтяные «малыши» в новых условиях. — <http://rbctv.rbc.ru/archive/delo/562949993254998.shtml> (Дата обращения 3.09.2019).
2. https://www.forbes.com/global2000/list/#industry: Oil%20%26%20Gas%20Operations_country: United%20States.
3. С. Клубков. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти России. — https://vygon.consulting/upload/iblock/e90/20150622_oil_and_gas_klubkov_6_11.pdf.
4. <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-march/1489610/>.
5. Н. Н. Андреева, Е. Б. Бадин, Н. О. Шумаков. Малый и средний бизнес в нефтедобыче и сервисе в США и России. — Нефтяное хозяйство. — № 9. — 2009. — С. 18–20.
6. Tax Alert 2017–2130. Анализ положений Закона, относящихся к корпоративному и международному регулированию. — <https://www.korpusprava.com/ru/publications/analytics/vazhnie-izmeneniya-nalogovogo-zakonodatelstva-usa-v-konce-2017-goda.html>.
7. Данные ЗАО «Нефтеконкорциум».
8. <https://www.business-gazeta.ru/article/351239>.
9. Стимулирование развития сегмента малых независимых нефтяных компаний в нефтяной отрасли России с учетом направлений стратегического развития Ассоциации «АссоНефть». — Исследование Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО.
10. Козеняшева М. М. Независимые нефтяные компании в России и мире: проблемы налогообложения. — «Нефть, Газ и Право» — № 4–2016 г. С. 31–39.
11. Козеняшева М. М., Вязовов Б. А. Год в непростых условиях. Нефтегазовая вертикаль. — Апрель. — 2019, № 7(45).
12. <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2018/04/19/767160-hochet-stimulirovat>.
13. ФЗ от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации».
14. Иркутская нефтяная компания создаст мощный промышленный кластер в регионе. — <https://global38.ru/news/id/3106>.

К главе 25

1. ТРИЗ и налоги, Нефтегазовая Вертикаль, ОАО «ВНИИнефть», 2019; (<http://www.ngv.ru/upload/iblock/f2b/f2b91d12794a9ef8065e99fb700684a7.pdf>)
2. Исследование ЕУ «IoT for Oil & Gas», 2017
3. Исследование ЕУ «Upstream sector trends», 2019
4. Исследование ЕУ «Создание совместных предприятий в нефтегазовой отрасли», 2017
5. Опрос ЕУ среди 100 руководителей нефтегазовых компаний, 2018
6. Исследование ЕУ «Обзор технологических трендов и инновационных разработок ведущих международных ВИНК», 2019
7. Исследование ЕУ «Companies overview and digital scan», 2018
8. Исследование ЕУ «How do we regenerate this generation's view of oil and gas?», 2019
9. Исследование ЕУ «Upstream sector trends», 2019
10. Исследование ЕУ «Digital oil & gas company», 2017, <https://www.ey.com/gl/en/industries/oil-gas/ey-digital-oil-dev-digital-labor>
11. Данные компании ЦИФРА (<https://zyfra.com/#technologies>)
12. Официальный сайт NABORS (<https://www.nabors.com/equipment/automated-floor-systems>)
13. <https://zyfra.com/#technologies> Решения от компании ЦИФРА и ее партнеров
14. Цифровая революция: как будет меняться нефтегазовая промышленность? // Нефть капитал (<https://oilcapital.ru/article/general/05-12-2017/tsifrovaya-revolyuitsiya-91a53a31-8a30-4ea7-a680-8d0c195751eb>)
15. CERA Global Association // (<https://ceraglobal.org/>)
16. Digital Oilfield Outlook Report // Accenture (https://www.accenture.com/t20151218T203100__w__nl-en/_acnmedia/PDF-2/Accenture-Digital-Oilfield-Outlook-JWN-October-2015.pdf)
17. BP Technology Outlook, 2017
18. Gartner, Understanding the Chief Data Officer Role

К главе 26

1. Презентация BP Investor Day in Oman 2018
2. Reuters “How BP found shale profits with ‘crystal ball’ oilfield technology”, July 30, 2018

К главе 27

1. ГОСТ Р 51897–2011. Руководство ИСО 73:2009. Менеджмент риска: термины и определения.

2. ГОСТ Р ИСЦ/МЭК 31010–2011. Менеджмент риска: методы оценки риска.
3. Р 50.1.103–2015. Рекомендации. Менеджмент риска. Управление инвестиционным риском.
4. <http://www.ey.com>.
5. Merrow E. W. Oil and Gas Industry Megaprojects: Our Recent Track Record, – Independent Project Analysis, 2011.
6. <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=302836&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.8577757515019762#03605821102497624>.
7. Дарелл Х., 2015. Как лгать при помощи статистики: Альпина Паблишер; Москва; ISBN 978–5–9614–3984–6. Сс. 4–5.
8. <https://www2.deloitte.com/ru/ru/pages/risk/articles/maturity-level-of-risk-management.html>.
9. Акимов В. А. и др. Надежность технических систем и техногенный риск: Учебное пособие. Под общей редакцией М. И. Фалеева. — М.: «Деловой Экспресс». 2002. — 368 с.
10. Шахрамьян М. А., Ларионов В. И., Нигметов Г. М. и др. Комплексная оценка риска от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера // Безопасность жизнедеятельности. 2001. № 12. — С. 8–14.
11. <http://www.constrf.ru/>
12. Kahneman D., Tversky A. Prospect theory: An analysis of decision under risk. *Econometrica*, 1979;
13. Tetlock P. E. Expert political judgment: How good is it? How can we know? Princeton University Press. ISBN 978–0–691–12871–9, 2005.
14. Харченко М. А., 2008. Корреляционный анализ. Коэффициент ранговой корреляции Кендалла. Сс. 21–23.

К главе 28

1. *Иванов Н. А.* Сланцевые контрреволюционеры. Проблемы экологического одобрения гидроразрыва пласта в штате Нью-Йорк. // Энергетическая политика. Вып. 6. 2012 г., с. 73–81.
2. *Иванов Н. А.* Роль общественных интересов в контексте обеспечения энергетической безопасности США // Энергетическая политика. Вып. 1. 2017 г., с. 102–110.
3. <https://obamawhitehouse.archives.gov/the-record/climate>
4. <https://www.epa.gov/home/back-basics-agenda>
5. <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/presidential-executive-order-promoting-energy-independence-economic-growth/>
6. <https://www.epa.gov/stationary-sources-air-pollution/proposal-affordable-clean-energy-ace-rule>

7. <http://renen.ru/trump-changes-obama-s-clean-power-plan-to-his-affordable-clean-energy-rule/>
8. <https://www.gov.ca.gov/home.php>
9. <https://www.gov.ca.gov/2018/09/10/governor-brown-signs-100-percent-clean-electricity-bill-issues-order-setting-new-carbon-neutrality-goal/>
10. <https://www.gov.ca.gov/2018/01/26/governor-brown-takes-action-to-increase-zero-emission-vehicles-fund-new-climate-investments/>
11. <http://www.newyorkgaslease.org/compulsoryintegration.html>
12. <http://www.jlcny.org/site/index.php>
13. <http://www.dec.ny.gov/energy/76838.html>
14. <http://nyagainstfracking.org/>
15. <http://www.nypirg.org/enviro/toxics/drilling/>
16. http://www.dec.ny.gov/docs/administration_pdf/soaopc.pdf
17. <http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>
18. http://www.health.ny.gov/press/reports/docs/high_volume_hydraulic_fracturing.pdf
19. <https://www.health.ny.gov/commissioner/bio/>
20. http://www.health.ny.gov/press/releases/2014-12-17_fracking_report.htm
21. <http://www.dec.ny.gov/press/100055.html>

К главе 29

1. Рамочная конвенция ООН об изменении климата, 1992. ООН.
Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 1997. ООН.
2. Парижское соглашение, 2015. РКИК ООН.
3. Указ Президента Российской Федерации от 30.09.2013 г. № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов»
4. Указ Президента РФ от 13.05.2017 г. № 208 «О Стратегии экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 год»
5. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / / под ред. А. А. Макарова, Т. А. Митровой, В. А. Кулагина; ИНЭИ РАН — Московская школа управления СКОЛКОВО — Москва, 2019. — 210 с. (https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Forecast_2019_Rus.pdf)
6. М. А. Юлкин. Низкоуглеродное развитие: от теории к практике / М. А. Юлкин. — М., 2018—80 с., цв. Ил.
7. М. А. Юлкин. О климате, энергетике и не только. Интервью ж. «Экологический парламентский бюллетень». — ж. «Экологический парламентский бюллетень», 2018
8. М. А. Юлкин. Парижское соглашение: трудности перевода. — Renen.ru, 2018 (<http://renen.ru/the-paris-agreement-the-difficulties-of-translation/>)
9. М. А. Юлкин. Сценарии будущего. — НГ-Энергия, 11.10.2016

10. Benestad, R.E., Nuccitelli, D., Lewandowsky, S. et al. Learning from mistakes in climate research/ Theoretical and Applied Climatology (2016), Volume 126, pp. 699–703. (<https://doi.org/10.1007/s00704-015-1597-5>)
11. Benjamin D. Santer et al. Celebrating the anniversary of three key events in climate change science / Nature Climate Change (2019), Volume 9, pp. 180–182 (<https://www.nature.com/articles/s41558-019-0424-x>)
12. The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2017. / WMO Greenhouse Gas Bulletin No. 14, 22 November 2018 (https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=5455)
13. Hansen, J., R. Ruedy, M. Sato, and K. Lo. Global surface temperature change / Reviews of Geophysics (2010), Volume 48, RG4004, doi:10.1029/2010RG000345 (https://pubs.giss.nasa.gov/docs/2010/2010_Hansen_ha00510u.pdf)
14. The Global Risks Report 2019. 14th Edition / World Economic Forum, 2019
15. A stormy year. Natural catastrophes 2017. Analyses, assessments, position / RE Munich, 2018 (https://www.munichre.com/site/touch-publications/_get/documents_E_711248208/_mr/assetpool.shared/Documents/_5_Touch/_Publications/TOPICS_GEO_2017-en.pdf)
16. Climate Vulnerability Monitor. 2nd Edition. A Guide to the Cold Calculus of a Hot Planet / Fundación DARA Internacional 2012 (<https://daraint.org/wp-content/uploads/2012/09/CVM2ndEd-FrontMatter.pdf>)
17. S Jevrejeva, L P Jackson, A Grinsted, D Lincke, B Marzeion. Flood damage costs under the sea level rise with warming of 1.5 °C and 2 °C. Environmental Research Letters, 2018; 13 (7): 074014 DOI: (<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aacc76>)
18. World Bank; Ecofys. State and Trends of Carbon Pricing 2018 / Washington, DC: World Bank (<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/29687>)
19. World Bank; Ecofys. State and Trends of Carbon Pricing 2019 / Washington, DC: World Bank (<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31755>)
20. Global warming of 1.5 °C / Intergovernmental Panel on Climate Change 2018 (https://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf)
21. CleanEnergy InvestmentTrends, 2018 / Bloomberg NEF, 2018 (<https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Clean-Energy-Investment-Trends-2018.pdf>)
22. Renewables 2019. Global Status Report / REN 21, 2019 (https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf)
23. Romanovskaya, A.A., Korotkov, V.N., Polumieva, P.D. et al. Greenhouse gas fluxes and mitigation potential for managed lands in the Russian Federation / Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change (2019), pp 1–27 (<https://doi.org/10.1007/s11027-019-09885-2>)
24. Olivier J. G.J. et al. (2017), Trends in global CO₂ and total greenhouse gas emissions: 2017 report. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, The Hague.

25. Executive Summary: The Emissions Gap Report 2017 A UN Environment Synthesis Report. PBL United Nations Environment Programme (UNEP), November 2017.
26. Global Energy and CO2 Status Report — 2017. March 2018. / International Energy Agency (IEA), 2018.
27. Global Trends in Renewable Energy Investment 2018 / Frankfurt School of Finance & Management GmbH. 2018.
28. World Energy Outlook. The gold standard of energy analysis. OECD/IEA.

К главе 30

1. Equinor Energy Perspectives 2019. Long-term macro and market outlook
2. Global Energy Perspective 2019: Reference Case
3. <https://www.dnvgl.com/feature/utility-scale-solar.html>
4. <https://about.bnef.com/blog/solar-wind-batteries-attract-10-trillion-2050-curbng-emissions-long-term-will-require-technologies/>
5. <http://renen.ru/coal-energy-in-china-past-present-and-future/>
6. «Солнечная и ветровая энергетика производят самую дешевую электроэнергию: BNEF» <http://renen.ru/solar-and-wind-produce-the-cheapest-electricity-bnef/>
7. <http://renen.ru/new-energy-and-re-industrialization-of-developed-countries/>
8. <http://renen.ru/solar-energy-international-trade-barriers-and-industry-development-in-2019/>
9. <https://mikethompson.house.gov/newsroom/press-releases/thompson-cook-fitpatrick-introduce-renewable-energy-extension-act>
10. <https://www.theguardian.com/environment/2015/oct/22/former-foes-greenpeace-and-energy-giant-enel-stand-together-in-low-carbon-push>
11. http://vivovoco.astronet.ru/VV/PAPERS/KAPITZA/KAP_10.HTM
12. <https://www.theguardian.com/environment/2015/oct/22/former-foes-greenpeace-and-energy-giant-enel-stand-together-in-low-carbon-push>
13. http://vivovoco.astronet.ru/VV/PAPERS/KAPITZA/KAP_10.HTM
14. <https://www.lazard.com/media/450773/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>
15. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. 29 August 2019. <https://doi.org/10.1002/pip.3189>
16. IRENA (2019), Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
17. Совместные планы Meyer Burger и REC Group: <https://www.pv-tech.org/news/meyer-burger-and-rec-group-planning-multiple-gw-heterojunction-production-b>
18. <http://www.solarpowereurope.org/strong-global-solar-market-outlook/>

19. <https://eto.dnvg.com/2018>
20. <http://renen.ru/solnechnaya-energetika-prevrashhaetsya-v-osnovnogo-konkurenta-vetroenergetiki/>
21. Данные GWEC — Глобального совета ветроэнергетики
22. World Energy Outlook 2018
23. <https://www.woodmac.com/press-releases/global-wind-power-capacity-to-grow-by-60-over-next-5-years/>
24. <http://renen.ru/installed-renewables-generation-capacity-in-china-has-reached-750-gw/>
25. <http://www.windpowerengineering.com/industry-news/2017-china-wind-power-outlook-decreasing-curtailment-support-average-25-gwyr-14th-5-yr-plan-2021-2025/>
26. IRENA (2019), Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi
27. <http://renen.ru/us-average-wind-energy-prices-less-than-2-cents-per-kilowatt-hour/>
28. http://www.cea.nic.in/reports/monthly/installedcapacity/2019/installed_capacity-03.pdf
29. http://cea.nic.in/reports/others/planning/irp/invitingcomments_optimalreport.htm
30. <http://renen.ru/saudi-arabia-has-announced-new-renewables-target-2030-58-7-gw/>
31. <https://www.windpowermonthly.com/article/1488296/asia-pacific-excluding-china-add-121gw-annually-2022>
32. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/africa-18-gw-wind-project-pipeline#gs.xnzmyo>
33. <https://www.government.nl/latest/news/2019/07/10/vattenfall-to-build-second-unsubsidised-dutch-offshore-wind-farm>
34. OECD/IEA 2017. Getting Wind and Sun onto the Grid. A Manual for Policy Makers, p. 10
35. OECD/IEA 2014 The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, p. 74
36. Hirth, Lion & Inka Ziegenhagen (2015) Balancing Power and Variable Renewables: Three Links Renewable & Sustainable Energy Reviews
37. <https://emp.lbl.gov/publications/impacts-high-variable-renewable>
38. OECD/IEA 2017. Getting Wind and Sun onto the Grid. A Manual for Policy Makers
39. On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0014292118301107>
40. <https://www.csiro.au/en/News/News-releases/2018/Annual-update-finds-renewables-are-cheapest-new-build-power>
41. <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>

К главе 31

1. Balcombe et al. (2018). The carbon credentials of hydrogen gas networks and supply chains, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [https:// www.sciencedirect.com/science/article/pii/S 1364032118302983](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118302983).
2. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues. Technical Report / National Renewable Energy Laboratory, March 2013.
3. Blue Fuel — Gazprom Export Global Newsletter / 2018, Issue 48.
4. Brief Overview. Industrialisation of water electrolysis in Germany: Opportunities and challenges for sustainable hydrogen for transport, electricity and heat / National Organisation Hydrogen and Fuel Cell Technology — NOW GmbH. Berlin, October 2018
5. Carbon Capture and Storage Institute. The CCS Global Status report 2018.
6. Case Study Report: Hydrogen Society (Japan) / Ville Valovirta, Joint Institute for Innovation Policy for the European Commission. February 2018.
7. Challenges for Japan's Energy Transition. Basic Hydrogen Strategy / Agency for Natural Resources and Energy (ANRE), Ministry of Economy, Trade and Industry (METI). October 2018, Japan.
8. Costs of Making Hydrogen Available in Supply Systems Based on Renewables / T. Grube, B. Hohlein // *Hydrogen and Fuel Cells*. Springer, 2016.
9. Dena. Powerfuels: A missing link to a successful global energy transition. Berlin, April 2019.
10. E 4Tech. The Fuel Cell Industry Review 2018 / December 2018.
11. Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Kadner, S., Minx, J. C., Brunner, S., ... Zwickel, T. (2014). Technical Summary. In *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
12. Energy of the future? Sustainable mobility through Fuel Cells and H2. Shell Hydrogen Study. Hamburg, 2017
13. EU EDGAR Database (Joint Research Centre (European Commission), 2018.
14. Fuel Cells and Hydrogen for Green Energy in European Cities and Regions. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking / Roland Berger, October 2018.
15. Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system / Navigant Netherlands B.V., reviewed by Kees van der Leun and Prof. Dr. Kornelis Blok. March 2019.
16. General and Contractual Risks of Hydrogen Decarbonization — presentation for EU-Russia Gas Advisory Council's Work Stream on Internal Market Issues (GAC WS 2)/ Gazprom, Brussels, March 2019.
17. H2 at Scale: Deeply Decarbonizing our Energy System / DOE, April 2016.
18. H21 North of England Report 2018 / D. Sandler, H. Anderson. — November 2018, 544 p.

19. How hydrogen empowers the energy transition / Hydrogen Council, McKinsey. January 2017
20. HYBRIT: fossil-free steel. Summary of findings from HYBRIT Pre- Feasibility Study 2016–2017.
21. Hydrogen and Fuel Cells Technology Roadmap / IEA, 2015.
22. Hydrogen as an energy carrier. An evaluation of emerging hydrogen value chains / DNV GL, 2018.
23. Hydrogen in a low-carbon economy / UK Committee on Climate Change, November 2018.
24. Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition / Hydrogen Council, November 2017.
25. Hydrogen Supply and Demand: Past, Present, and Future / D. Brown (NREL). GasWorld, April 2016.
26. Hydrogen: Current Use and Future Development / DECHEMA, IEA Hydrogen Workshop, February 2019.
27. Hydrogen: the next wave for electric vehicles? McKinsey & Company. November 2017.
28. IEA World Energy Investments 2018
29. IEA World Energy Investments 2019
30. IEA. World Energy Outlook 2018.
31. IEAGHG, “Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Plant with CCS”, 2017/02, February, 2017
32. International aspects of a Power-to-X roadmap. A report prepared for the World Energy Council Germany / Frontier Economics Ltd, October 2018
33. Introduction to hydrogen and its properties / H. Idriss, M. Scott, V. Subramani // Compendium of Hydrogen Energy
34. Introduction to hydrogen production / R. Navarro, R. Guil, J. Fierro // Compendium of Hydrogen Energy. Volume 1: Hydrogen Production and Purification. Ed. by V. Subramani, A. Basile and T.N. Veziroglu. — Woodhead Publishing, 2015.
35. IRENA (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. / International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
36. Jadun, Paige, Colin McMillan, Daniel Steinberg, Matteo Muratori, Laura Vimmerstedt, and Trieu Mai. Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2019.
37. John H.S. Lee. The Detonation Phenomenon / Cambridge University Press, 2008. — 402 p.
38. Low-carbon cars in Europe: A socioeconomic assessment / Cambridge Econometrics, July 2018.
39. N. Stetson, S. McWhorter, C. Ahn (DOE, SRNL, CIT). Introduction to hydrogen storage / Compendium of Hydrogen Energy. Volume 2: Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure. Edited by R. Gupta, A. Basile and T. Veziroglu — Woodhead Publishing, 2016.
40. Navigant Research. Stationary Fuel Cells / 3Q 2016.

41. New Energy Outlook 2017. / Bloomberg New Energy Finance.
42. Opportunities for Australia from Hydrogen Exports, ACIL Allen Consulting for ARENA, August 2018.
43. Power-Industry Transition, Here and Now: Wind and Solar Won't Break the Grid: Nine Case Studies / G. Wynn, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). USA, 2018.
44. Shell Hydrogen Study. Energy of the future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H₂ / Shell Deutschland Oil GmbH, Wuppertal Institut, 2017.
45. Shell Scenarios. Sky: The Emergence of a Hydrogen Economy / David Hone, Chief Climate Change Advisor, Shell International Ltd., November 2018.
46. Staffell, M. Jansen, A. Chase, E. Cotton and C. Lewis (2018). Energy Revolution: Global Outlook. Drax: Selby.
47. Study on hydrogen from renewable resources in the EU / Ludwig- Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), July 2015.
48. Volume 1: Hydrogen Production and Purification. Edited by V. Subramani, A. Basile and T.N. Veziroglu. — Woodhead Publishing, 2015.
49. World Bank and Ecofys. 2018. "State and Trends of Carbon Pricing 2018 (May)", by World Bank, Washington, DC.
50. ГОСТ Р 56276–2014/ISO/TS 14067:2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Углеродный след продукции. Требования и руководящие указания по количественному определению и представлению информации.
51. Н. Н. Пономарев-Степной и др. Атомный энерготехнологический комплекс с высокотемпературными газоохлаждаемыми реакторами для масштабного экологически чистого производства водорода из воды и природного газа. / Газовая промышленность, № 11–2018 г.
52. О.Е. Аксютин и др. Вклад газовой отрасли в формирование энергетической модели на основе водорода. / Вести газовой науки — научно-технический сборник. Охрана окружающей среды, энергосбережение и охрана труда в нефтегазовом комплексе. Спецвыпуск — 2017 г., стр. 12.
53. Обзор российского ветроэнергетического рынка за 2018 год / Российская ассоциация ветроиндустрии (РАВИ), март 2019 г.
54. Перспективы России на глобальном рынке водородного топлива. экспертно-аналитический доклад. / Инфраструктурный центр Energy Net. МОСКВА, 2018.
55. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А. А. Макарова, Т. А. Митровой, В. А. Кулагина. ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО — Москва, 2019.
56. Распределенная энергетика в России: потенциал развития / Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО и др. // февраль 2018 г.
57. Юлкин М. А. Низкоуглеродное развитие: от теории к практике / М. А. Юлкин. — М., 2018. — 80 с.

Принятые сокращения

- AEO (Annual Energy Outlook) — Ежегодный энергетический прогноз Управления энергетической информации США
- AI — artificial intelligence (искусственный интеллект)
- API (American Petroleum Institute) — Американский нефтяной институт
- B2C — business to customer
- BIS (Bureau of Industry and Security) — Бюро промышленности и безопасности, подразделение Министерства торговли (U. S. Department of Commerce)
- BOM (Bureau of Mines) — Бюро шахт
- CDO — chief digital officer
- DEC (The New York State Department of Environmental Conservation) — Департамент охраны окружающей среды штата Нью-Йорк
- DEP (Department of Environmental Protection) — Министерство охраны окружающей среды США
- DOE (Department of Energy) — Департамент энергетики США
- DOE/FE — Офис минеральных энергетических ресурсов Департамента энергетики США
- DPR (Drilling Productivity Report) — Отчет EIA о производительности бурения
- EGSP (Eastern Gas Shales Project) — Восточный проект газовых сланцев
- EIA (U. S. Energy Information Administration) — Управление энергетической информации Департамента энергетики США
- EPCA (Energy Policy and Conservation Act) — Закон об энергетической политике и энергосбережении от 1975 г.
- ERP — enterprise resource planning
- EUR (Estimated Ultimate Recoverable) — расчетная накопленная добыча из одной скважины
- FCF — free cash flow (свободный денежный поток)
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) — Федеральная комиссия по регулированию энергетики
- FTA (Free Trade Agreements) — соглашения о свободной торговле с США, в данном случае — страны, с которыми подписаны такие соглашения; по-FTА — страны, с которыми у США нет подписанных договоров о свободной торговле
- GRI (Gas Research Institute) — Институт газовых исследований
- HH (Henry Hub) — Генри Хаб, пункт торговли газом в Луизиане
- IoT — internet of things (интернет вещей)
- IRR (Internal Rate of Return) — внутренняя норма рентабельности
- M&A (Mergers and Acquisitions) — сделки по слиянию и поглощению
- MERC (Morgantown Energy Research Center) — Моргантаунский центр энергетических исследований, предшественник NETL

- NETL (National Energy Technology Laboratory) — Национальная лаборатория энергетических технологий
- NGA (Natural Gas Act) — Закон о природном газе от 1938 г.
- NGL (Natural Gas Liquids) — газовые жидкости, в российской терминологии — СУГ (сжиженные углеводородные газы)
- NPV — net present value
- Office of Fossil Energy — Офис минеральных энергетических ресурсов Департамента энергетики США
- OMS — occupational medical services
- PR — public relations
- R&D — research and development
- ROACE — return on average capital employed
- ROI — return on investments
- SOTU (State of the Union) — ежегодное обращение президента к Конгрессу
- UPSTREAM — сектор нефтяной индустрии, который включает в себя операции по поиску и оценке месторождений УВ, бурение разведочных, и, в случае успешных результатов поиска, эксплуатационных скважин, и последующий процесс добычи УВ. В этот сегмент также относят внутрипромысловую транспортировку и первичную подготовку УВ для отправки на перерабатывающее предприятие.
- WTI (West Texas Intermediate) — марка легкой малосернистой нефти Западного Техаса, американский аналог европейской марки Brent
- АСУТП — автоматизированная система управления технологическим процессом
- БЛПА — беспилотный летательный аппарат
- ВИНК — вертикально интегрированные компании
- ВУЗ — высшее учебное заведение
- ГИС — геофизическое исследование скважин
- ГРП — геологоразведочные работы
- ГРП — гидроразрыв пласта
- ГТМ — геолого-технические мероприятия
- ЕСГ — Единая система газоснабжения России
- ЖУВ — жидкие углеводороды
- ИТ — информационные технологии
- КИН — коэффициент извлечения нефти
- КРС — капитальный ремонт скважин
- МБТЕ — миллион британских тепловых единиц. Цена газа выражается в долларах за МБТЕ
- НИОКР — научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
- ОИР — окончательное инвестиционное решение
- ОПЭ — опытно-промышленная эксплуатация

ПБОТОС — промышленная безопасность, охрана труда и охрана окружающей среды

ПО — программное обеспечение

ПРС — подземный ремонт скважин

ТОиР — техническое обслуживание и ремонт

ТРИЗ — трудноизвлекаемые запасы

УВ — углеводороды

ЦМ — цифровое месторождение

ШГН — штанговый глубинный насос

ЭВМ — электронно-вычислительная машина

ЭЦН — электроцентробежный насос

Информация об авторах

Абрамов Артем Евгеньевич — партнер компании Rystad Energy, руководитель направления по анализу сланцев

Андрианов Валерий Валентинович — к. полит. наук, главный редактор журнала «Нефть России»

Борисов Денис Валерьевич — к. э. н., руководитель Энергетического Центра ЕУ, Центральная, Восточная, Юго-Восточная Европа и Центральная Азия.

Волынская Наталия Александровна — д. э. н., профессор, директор ООО «Топливо-энергетический независимый институт»

Гальцова Анна Олеговна — директор по исследованиям IHS Markit, магистр экономики Московского Государственного Лингвистического Университета

Густафсон Тэйн — исполнительный директор IHS Markit, доктор наук Гарвардского Университета.

Дребенцов Владимир Владимирович — к. э. н., главный экономист Группы ВР по России и СНГ.

Еремин Сергей Владимирович — д. э. н., профессор Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Иванов Николай Александрович — к. э. н., заведующий сектором «Энергетические рынки», руководитель работ по исследованию инновационных энергетических технологий Фонда «Институт энергетики и финансов».

Иллерицкий Никита Игоревич — младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е. М. Примакова, ассистент базовой кафедры Мировой экономики и энергетической политики факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина.

Катюха Павел Борисович — к. э. н., доцент кафедры нефтегазотрейдинга и логистики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина.

Козеняшева Маргарита Михайловна — д. э. н., профессор, заведующая кафедрой МНГБ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Советник по экономике «АссоНефть».

Козловский Артем Владимирович — партнер ЕУ, Руководитель направления по оказанию консультационных услуг компаниям нефтегазового сектора в Центральной, Восточной, Юго-Восточной Европе и Центральной Азии.

Колпаков Андрей Юрьевич, к. э. н., старший научный сотрудник Института народохозяйственного прогнозирования РАН.

Конопляник Андрей Александрович — д. э. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина.

Краснянский Георгий Леонидович — д. э. н., профессор, заслуженный экономист России, заведующий Кафедрой мировых сырьевых рынков Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО МИД России, научный руководитель Центра стратегического менеджмента и конъюнктуры сырьевых рынков Горного института НИТУ МИСиС, Президент некоммерческого партнерства содействия развитию горнодобывающих отраслей промышленности, Председатель совета директоров ООО «КАРАКАН ИНВЕСТ».

Крухмалева Яна Сергеевна — к.э.н., руководитель проекта внедрения системы управления проектами и рисками ПАО «Газпром».

Летова Ксения Сергеевна — преподаватель курса Global energy markets НИУ ВШЭ, руководитель промышленных проектов Сколковского Института науки и технологий.

Маланичев Александр Геннадиевич — к.т.н., MBA, приглашенный профессор РЭШ.

Мастепанов Алексей Михайлович — д.э.н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, академик РАЕН, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности Института проблем нефти и газа РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии.

Миловидов Константин Николаевич — д.э.н., профессор, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Минкина Елизавета Владимировна — компания ВР Россия, вице-президент по модернизации и трансформации, АСМА/СGMA (ВР).

Орлова Екатерина Сергеевна — к.э.н., секретарь с российской стороны рабочей группы «Развитие внутренних рынков» Консультативного совета по газу Россия-ЕС.

Сарычев Александр Евгениевич — к.э.н., доцент Кафедры мировых сырьевых рынков Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО МИД России, Директор по маркетингу ООО «КАРАКАН ИНВЕСТ».

Сейгерс Мэттью — исполнительный директор IHS Markit, доктор наук Университета штата Огайо.

Семикашев Валерий Валерьевич, к.э.н., заведующий лабораторией Института народохозяйственного прогнозирования РАН.

Сидорович Владимир Александрович — к.э.н., директор информационно-аналитического центра «НОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА».

Собко Александр Александрович — к.х.н., независимый эксперт.

Телегина Елена Александровна — д.э.н., профессор, член-корреспондент Российской Академии наук, декан факультета Международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Халова Гюльнар Османовна — д.э.н., профессор, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Цветаев Юрий Валерьевич — заместитель руководителя Пресс-службы СПбМТСБ.

Филатов Сергей Александрович, к.э.н.; Директор Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа — Югры.

Чен Артем Олегович — Старший аналитик отдела энергетических рынков, ведущий аналитик по глобальному спросу на нефть компании Rystad Energy, магистр программы «Международная Энергетика» Парижского Института политических исследований.

Чугунов Дмитрий Алексеевич — к.т.н., консультант Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.

Шуркалин Александр Константинович — д.э.н., профессор, профессор кафедры финансов Московского государственного технического университета им. Н. Э. Баумана.

Юлкин Михаил Анисимович — Генеральный директор АНО «Центр экологических инвестиций».

Научное издание

СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ
И ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД

Под редакцией Н. А. Иванова

*Текст настоящего издания приводится
без издательского редактирования*

Оригинал-макет М. А. Гунькин
Дизайн обложки М. А. Гунькин

Подписано в печать 26.11.2019. Формат 70×100/16
Бумага офсетная. Печать офсетная
Усл.-печ. л. 43,88. Тираж 1500 экз. Заказ № 1931

Издательство «Нестор-История»
197110 Санкт-Петербург, ул. Петрозаводская, д. 7
Тел. (812)235-15-86
e-mail: nestor_historia@list.ru
www.nestorbook.ru

Отпечатано в типографии
издательства «Нестор-История»
Тел. (812)235-15-86

Все книги издательства «Нестор-История»
можно приобрести по адресу:
Санкт-Петербург, ул. Петрозаводская, д. 7, тел. +7(960)2433282
Москва, ул. 1-я Брестская, д. 62, 3-й этаж, тел. +7(499)755-96-25
(100 м от станции метро «Белорусская-Кольцевая»)
или заказать:
www.nestorbook.ru

По вопросам оптовой торговли обращайтесь:
Санкт-Петербург, ул. Петрозаводская, д. 7, тел. 8-960-2433282



Большой авторский коллектив — 36 специалистов академического и делового профиля — описал многообразные фрагменты картины сланцевой революции и проанализировал влияние перемен в американской нефтегазовой отрасли на глобальные энергетические рынки. Представленные материалы убедительно доказывают, что сланцевая революция состоялась, что она наиболее полно проявилась в США и имеет перспективы в других странах и регионах мира. Движущими силами этой революции являлись не только новые технологии, но и особые возможности финансирования новых проектов в США, а также меры государственного стимулирования отрасли. Одновременно с новыми возможностями для отрасли сланцевые проекты означали появление ряда серьезных рисков, но они были в основном преодолены и не помешали развитию нового направления.

*Академик **Н. И. Иванова**, научный руководитель направления «Наука и инновации» ИМЭМО РАН.*

О феномене сланцевой революции говорят и пишут много: кто с недоверием и усмешкой, кто с восхищением. Растет и накал страстей вокруг связанных с нею проблем. Для меня как для нефтяника то, что происходит в США, в частности в Техасе, старейшем нефтяном районе мира, действительно революция. И эта революция — не какое-то чудо. Она — закономерный результат целенаправленных, скоординированных действий центральной и региональной властей, следствие созданных в стране благоприятных экономических условий, инвестиционного и инновационного климата.

Естественно, что американская сланцевая революция оказала и оказывает огромное влияние на развитие всей мировой нефтегазовой отрасли, на формирование новой энергетической карты мира; она лишний раз показала, что определяющим фактором грядущих изменений мирового энергетического баланса и его структуры выступает прежде всего технологический фактор.

Всесторонний анализ этого сланцевого феномена — безусловная удача авторов данной книги.

***Ю. К. Шафраник**,
Председатель Высшего горного совета
и Совета Союза нефтегазопромышленников России, д. э. н.*

ISBN 978-5-4469-1664-1



9 785446 916641